

SERIE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO 13

**FINANCIAMIENTO Y REGULACIÓN DE
LAS FUENTES DE ENERGÍA NUEVAS Y
RENOVABLES: EL CASO DE LA
GEOTERMIA**

Manlio Coviello



NACIONES UNIDAS
Comisión Económica para América Latina y el Caribe
Santiago de Chile, 1998

LC/L.1162
Diciembre de 1998

El presente trabajo fue preparado por Manlio Coviello de la División de Medio Ambiente y Desarrollo de la CEPAL. Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de la exclusiva responsabilidad del autor y no coinciden necesariamente con las de la Organización.

ÍNDICE

	<u>Página</u>
RESUMEN.....	5
I. INTRODUCCIÓN.....	7
1. Qué es la geotermia.....	7
2. Economía y tecnología.....	8
II. EL SECTOR GEOTERMICO EN AMERICA LATINA.....	12
1. El desarrollo Centroamericano.....	12
2. El "hoyo negro" del Sur.....	20
3. Obstáculos en el desarrollo del sector.....	25
III. FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE.....	26
1. Problemas generales para el financiamiento de proyectos de energías renovables.....	27
2. Dificultades que afectan el financiamiento de proyectos.....	28
a) Costos de capital.....	29
b) Magnitud del proyecto y costos de transacción.....	29
c) Trayectoria y capacidad de gestión de las empresas que desarrollan los proyectos.....	30
d) Falta de acuerdos contractuales de largo plazo.....	30
e) Falta de garantías.....	32
f) Disponibilidad de financiamiento en moneda local.....	33
3. Criterios de evaluación de proyectos.....	33
a) Riesgo de crédito.....	35
b) Riesgos normativos y de políticas.....	35
4. Fuentes de financiación: subvenciones, préstamos y acciones.....	36
IV. MARCO REGULATORIO PARA EL DESARROLLO DE LAS RENOVABLES: EL CASO DE LA GEOTERMIA.....	45
1. El papel del marco regulatorio: un enfoque general.....	45
2. El problema institucional.....	46
3. Títulos geotérmicos.....	48
4. Derechos y obligaciones.....	49
5. Regímenes económico y ambiental.....	50
a) Régimen ambiental.....	50
b) Régimen económico.....	51
6. Criterios para la promoción de la inversión.....	52

	<u>Página</u>
V. EXPERIENCIAS DE CONTRATOS DE OPERACIÓN GEOTERMICA: EL EJEMPLO ASIÁTICO	54
1. Tipología de proyectos privados.....	54
a) Licitaciones	54
b) Modelos de desarrollo	55
2. Recientes experiencias BOT y BOO en el Sur-Este Asiático	55
a) Desarrollo en las Filipinas	55
b) Desarrollo en Indonesia	56
3. Perfil de riesgo de los proyectos geotérmicos privados	57
4. Financiamiento de proyectos	57
BIBLIOGRAFIA.....	58

RESUMEN

La explotación y uso racional de las fuentes energéticas promueven el crecimiento económico y atienden las preocupaciones ambientales. Dentro de este marco, el aprovechamiento de las *fuentes de energía nuevas y renovables* —eólica, solar, fotovoltaica, biomasa, pequeña hidroelectricidad y geotérmica— debería progresivamente alcanzar mayor prioridad en el contexto de las reformas energéticas que están emprendiendo los países de la región

Entre las fuentes renovables, además de las de origen hidráulico, la *geotermia* es la que con mayor grado de seguridad ha demostrado su factibilidad técnica y económica.

Si bien la estimación del potencial geotermoeléctrico de la región latinoamericana asciende a más de 6000 MWe, su naturaleza es puramente indicativa. Los enormes recursos provenientes de los sistemas geotérmicos andinos han sido a la fecha ignorados, mientras que en América Central existe una gran cantidad de recursos todavía sub-aprovechados.

La razón y los problemas relacionados con este atraso —en toda América Latina, con la excepción de México— son de diferente naturaleza. Destacan, en primer lugar, las dificultades económicas; en efecto, la falta de incentivos económicos "ad-hoc" ha muchas veces obstaculizado el desarrollo sostenible y sostenido de la geotermia. Otro obstáculo relevante para el aprovechamiento de este tipo de recurso ha sido la ausencia de marcos legales específicos y confiables. Finalmente —pero no últimos por importancia— destacan los obstáculos al financiamiento de los proyectos, bajo esquemas privados o mixtos.

Debido al papel crucial que éstas cuestiones juegan en el emprendimiento y desarrollo de los proyectos de energía geotérmica en América Latina, se ha decidido dedicar —a éstos temas— el presente documento, cuyo fin es de proporcionar un panorama global sobre el argumento (haciendo comparaciones con experiencias de otros países) e identificando posibles soluciones para el futuro.

I. INTRODUCCIÓN

La explotación y uso racional de las fuentes energéticas promueven el crecimiento económico y atienden las preocupaciones ambientales. La CEPAL ha renovado sus esfuerzos en esta dirección desde que puso a consideración de los países de América Latina y el Caribe su propuesta de "transformación productiva con equidad", que postula que sólo la incorporación sintética y permanente del progreso técnico garantiza el desarrollo sustentable. Es decir, mayor crecimiento, protección del medio ambiente y mejor distribución de la riqueza.

Dentro de este marco, el aprovechamiento de las fuentes de energía nuevas y renovables —eólica, solar, fotovoltaica, biomasa, pequeña hidroelectricidad y geotérmica— debería progresivamente alcanzar mayor prioridad en el contexto de las reformas energéticas que están emprendiendo los países de la región, así como está establecido en la declaración del *Summit de las Américas* de Miami, 1994 (véase recuadro 1).

Recuadro 1	
Summit de las Américas — Miami, 1994	
<i>Capítulo IV, n.21, "La Alianza para el Uso Sostenible de la Energía"</i>	
<ul style="list-style-type: none">• "... los Gobiernos y el sector privado deberán promover un mayor acceso a los servicios de energía confiable, limpia y de menor costo ..." <p>"... los Gobiernos:</p> <ul style="list-style-type: none">... perseguirán estrategias nacionales de energía... que tomen todas las opciones, incluidas la eficiencia energética y las energías renovables...... promoverán, en cooperación con el sector	<p>privado y con las comunidades rurales y aisladas, programas de electrificación rural que tomen en consideración el uso de las energías renovables ...</p> <p>... alentarán el BID y el WB en aumentar el financiamiento de proyectos para eficiencia energética y energía renovable ...</p> <p>... ayudarán la coordinación y cooperación técnica en éste rubro entre los países Americanos ...</p>

Así la evaluación del potencial existente, la difusión de las tecnologías que permiten su racional explotación y el diseño de incentivos para su mayor utilización deberían ocupar mayor atención en el curso de las reformas energéticas.

1. Qué es la geotermia

Entre las fuentes renovables, además de las de origen hidráulico, la geotermia es la que con mayor grado de seguridad ha demostrado su factibilidad técnica y económica. Los recursos geotérmicos constituyen la energía derivada del calor que se extrae a través de los fluidos geotérmicos que surgen de procesos naturales o artificiales de acumulación y calentamiento del subsuelo.

Las fuentes geotérmicas, según sus características y magnitud calórica, pueden ser aprovechadas no solamente para generar electricidad (*alta entalpía*) sino para usos directos del calor (*baja entalpía*). Las fuentes termales se aprovecharon para fines

medicinales y de recreación y como instrumento de cocción durante varios siglos. Hay registros de uso de más de dos mil años en China y existen ruinas romanas relacionadas con el aprovechamiento termal desde Siria hasta Inglaterra, doscientos años antes de Cristo.

La primera aplicación termal para calefacción residencial se desarrolló en Francia en el siglo XIV, pero solamente en 1904 en Larderello, Italia, pudo encenderse el primer bombillo transformando el calor de la tierra en electricidad. Desde dicho año hasta la actualidad, los avances de la tecnología de los materiales y el mayor conocimiento geocientífico permitieron un importante desarrollo de la geotermia como fuente de producción de electricidad.

Noventa años después de su primera aplicación eléctrica, los investigadores del Laboratorio de Los Alamos (Estados Unidos) lograron extraer vapor a 453 grados Fahrenheit desde rocas completamente secas a 4000 mt de profundidad, bombeando 400 litros de agua por minuto a través de fracturas artificiales producidas al interior de la tierra. Dicho calor, extraído artificialmente, permitió operar en forma estable una central experimental de 4 MW.

2. Economía y tecnología

Si bien a nivel internacional está demostrada la rentabilidad de la explotación geotérmica —y prueba de ello es que la inversión privada mundial creció en 160% en la década de los ochenta, con respecto al decenio anterior— la geotermia es rentable y competitiva sólo cuando su aprovechamiento está próximo a la fuente de generación o en zonas relativamente cercanas.

Por otro lado, los precios relativos de las otras fuentes de generación han afectado también el desarrollo de la geotermia, siendo el más relevante la reducción de los precios del petróleo. Si estos precios continúan declinando —e inclusive si se mantienen en sus niveles actuales— los emprendimientos geotérmicos encontrarán serias dificultades. Con precios bajos del petróleo y bajo una óptica reduccionista de mercado, resulta evidente que la generación eléctrica se inclinará por esta fuente, a pesar de sus efectos contaminantes.

No es que la generación geotérmica no pueda ser competitiva. Lo que pasa es que se requiere, en primer lugar, buscar y evaluar los recursos existentes, lo que implica incurrir en gastos de exploración. Una vez descubiertos recursos con características productivas industriales, su carácter renovable reduce significativamente los costos de explotación

La tecnología actual ofrece diferentes soluciones a las múltiples opciones de aprovechamiento geotérmico, con costos claramente competitivos si es que se enfoca la iniciativa financiera en una óptica de mediano-largo plazo. En efecto, una planta geotérmica a condensación con tecnología tradicional (T del fluido > de 190 grados) tiene un costo de instalación mayor que un planta de ciclo combinado a gas convencional, hasta un 100% más (véase cuadro 1); sin embargo los gastos de "fueling, operation & maintainance" del gas pueden llegar a ser 3 a 4 veces superiores a los gastos para la geotermia.

Cuadro 1
Tipología y características de las plantas para la producción
geo-termoeléctrica: tabla de comparación con
una planta a gas convencional

	Binaria	Back-pressure	Condensación	Turbogas convencional
Temperatura fluido (c)	100 a 170	160 a 250	> 190	Sin información
No. Plantas instaladas	30	12	> 1000	> 10000
Factor de planta	93 a 98%	85 a 93%	75 - 88%	70 a 90%
Talla del modulo	0.3 a 4.5 portátiles, a boca-pozo	4 a 20 < -intermedia->	18 a 100 transporte del vapor	0.5 a 500
Tecnología	ciclo Rankine orgánico	turbina back-pressure condensación	ciclo de Carnot convencional	ciclo combinado turbo-gas
Costo instalación (miles US\$/MW)	400 a 600	700 a 1000	900 a 1200	400 a 800
Costo operación, combustión y mantención (centsUS\$/KW)	0.2 a 0.6	0.5 a 0.8	0.4 a 0.9	1.0 a 3.0
Costo de generación de corto plazo (millsUS\$/KWh)	70 a 95	Sin información	40 a 95	20 a 70

El costo de generación de la geotermia puede ser llegar a ser competitivo (desde 40 hasta 95 US\$mills/KWh) en relación a las otras fuentes convencionales; la productividad y la vida útil de los pozos representa la variable fundamental para la evaluación de la rentabilidad relativa de un emprendimiento geotérmico.

Avances tecnológicos recientes permiten, hoy, aprovechar el calor de los fluidos endógenos ya desde los 95 grados centígrados, para fines de generación eléctrica. En efecto, la investigación científica llevada a cabo en Israel, USA e Italia, hizo posible la producción de plantas geotérmicas "binarias" (véase recuadro 2) de pequeño tamaño (0.3 a 4 MW), de tipo portátil y con altísimo factor de eficiencia (hasta 98%). Estas plantas utilizan el fluido geotérmico proveniente de un pozo para después re-inyectarlo en otro, perforado a breve distancia (tecnología "doublet wells").

La rápida instalación en boca de pozo, el competitivo costo de instalación-mantención y el bajo impacto ambiental, hacen estas plantas muy atractivas para la electrificación de áreas rurales o aisladas. El problema de estas generadoras es la dependencia geográfica de su potencial "mercado" eléctrico de la ubicación de la fuente natural; en efecto, la baja "transabilidad" del recurso geotérmico puede comprometer la rentabilidad de éste tipo de planta, si, por ejemplo, el pueblo o la industria a energizarse está a una distancia superior a los 15 km. del doublet geotérmico.

El fluido endógeno terrestre no solamente permite producir electricidad — cuando su temperatura es mayor de 100 grados; ya desde los 25 grados de temperatura es posible aprovechar el fluido geotérmico en instalaciones para la piscicultura y la fermentación. A partir de los 70 grados, se puede utilizar el recurso para procesos de refrigeración/calefacción; desde los 90 grados para secado de material orgánico y cemento; y a partir de los 130 grados el fluido geotérmico puede transformarse para aplicaciones industriales de evaporación y destilación.

Recuadro 2 Planta ciclo binario — 300 KW

<p>Fuente: agua caliente a temperatura entre 130 y 150 grados centígrados.</p> <p>Pozos: 500 mts de profundidad, 11 3/4 "en la cámara de bombeo, liner, 7 "hasta el fondo.</p> <p>Tecnología: turbina acoplada a generador asincrono a 480 volts. Condensador enfriado por aire. Variación de carga entre 25% y 100% de capacidad.</p> <p>Montaje: módulo móvil, sobre patines.</p> <p>Costo instalación: 1.4 millones de US\$(460.000 US\$ por KW).</p>	<p>Costo de generación: 80 millones US\$/Kwh aproximados.</p> <p>Aplicación: poblados o áreas rurales, de 1000 a 1500 habitantes. Aplicaciones eléctricas "in situ" (bombeo de aguas, etc.) más uso directo del calor (riego, extracción de minerales, etc.).</p> <p>Ventajas comparativas: a mediano plazo, es más rentable que una planta diesel convencional, además de tener una clara "ventaja ambiental". Es más conveniente que la extensión de la línea eléctrica, si el sitio se encuentra a una distancia superior a los 10-15 km.</p>
---	---

Durante 1996, aproximadamente 36.000 kg/s de fluido geotérmico han sido utilizados para usos directos diferentes (véase Figura 1); recientes aplicaciones directas de la geotermia de baja entalpia (de 25 a 120 grados), han demostrado no solamente su productividad y sostenibilidad ambiental, sino también su rentabilidad económica.

En Suiza, existen funcionando 6000 bombas de calor, para la calefacción residencial a través de pozos geotérmicos productores de fluido entre 30 y 50 grados, lo que ha permitido un considerable "ahorro" ambiental de CO₂.

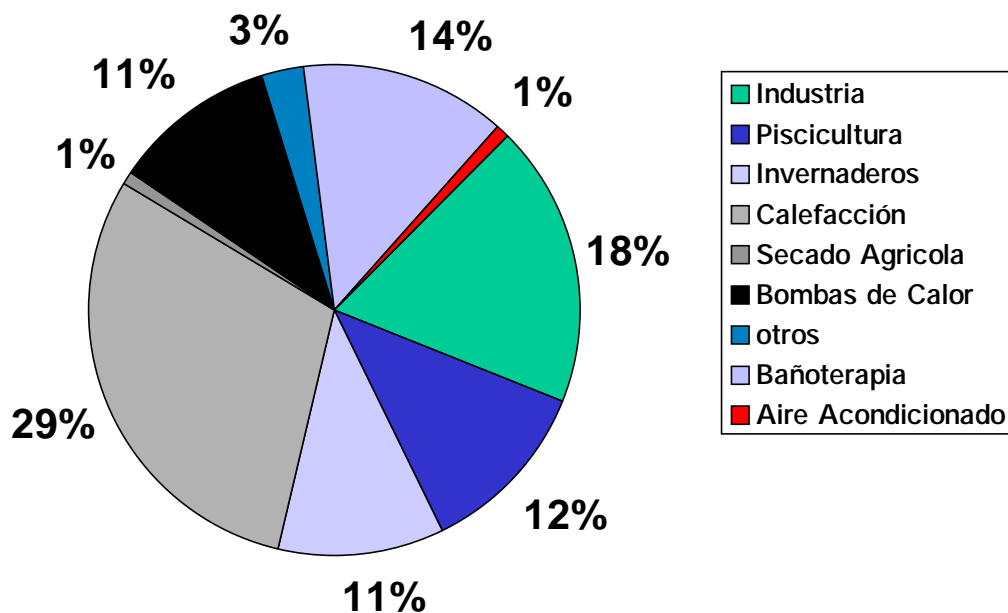
En Francia, un invernadero-modelo a calefacción geotérmica, promovido por la Comisión Europea, demostró ser más rentable que el gas, con un ahorro del 3US\$/m² de superficie productiva y un pay-back de la inversión en 4 años.

En México, con sólo 6000 US\$ se ha experimentado, construido y puesto en marcha una cámara "geotérmica" de secado de fruta, cuya productividad es de 1 tonelada por día.

En una salmonera en Islandia, la mezcla controlada de agua de mar (8 grados) y de agua geotérmica (25 grados), produjo un contundente crecimiento del tamaño de los salmones (+ 4% por año) y de la producción global, con más de 100 toneladas adicionales por año (ver cuadro 2).

Hasta la fecha, en América Latina estas aplicaciones no han sido tomadas en cuenta y desarrolladas en forma oportuna, a pesar de los importantes beneficios económicos y ambientales relacionados.

Figura 1
Uso directo del calor (estadística mundial)



Cuadro 2
Aplicaciones directas de la geotermia: características y resultados

	Bombas de calor	Invernaderos	Piscicultura	Secado de fruta
Temperatura fluido (grados C)	35 a 45	50 a 70	20 a 40	150 a 200
Profundidad pozos (mt)	50 a 150	300 a 800	50 a 200	1000 a 2000
Area interesada	150 a 300 m2 (vivienda)	30 a 100 has	5000 a 20000 m2 (tanques)	20 m3 (cámara de secado)
Productividad pozos	/	100 a 300 m3/hr	250 lts/seg	80 a 150 ton/hr
Costo unitario (U\$)	20.000 (30% que un boiler a gas)	5 U\$/m2 de superficie cubierta	/	6000 U\$ cámara más tubería
Mejora productiva	combustible natural a costo 0 6000 sistemas instalados	/	crecimiento salmones: + 4% /año crecimiento producción: + 100 Ton/año	1 tonelada de fruta en 24 horas
Mejora económica	Pay-back más corto subsidio Estado 2000U\$/bomba	3U\$/m2 menos que el gas Pay-back de 3 a 5 años	obvia	obvia
Mejora ambiental	ninguna emisión de CO2	ninguna emisión contaminante	/	ninguna emisión

II. EL SECTOR GEOTÉRMICO EN AMÉRICA LATINA

Los avances tecnológicos más recientes permiten vislumbrar un importante futuro para la geotermia. A nivel mundial, se dispone de una capacidad geotérmica instalada total de más de 7 200 MW, de los cuales el 10% está en Europa, 40% en los Estados Unidos y sólo 14% en América Latina, a pesar de que existe un gran potencial en la región.

La conformación geodinámica de la costa del pacífico, en América Latina y el Caribe, ofrecería un potencial mucho mayor para el desarrollo de explotaciones geotérmicas de alta y baja entalpía. La Organización Latino Americana de Energía (OLADE) estima que el potencial geotérmico teórico de América Latina podría superar los 6000 MW de capacidad instalada, de los cuales el 43% se ubicaría en Centroamérica, 39% en México, 17% en el área andina y 1 % en el cono sur.

Se considera que países de la región, que actualmente no están explotando la energía geotérmica —como Bolivia— podrían disponer, si lo hicieran, de 550 MW de capacidad instalada mientras que el potencial de Ecuador sería de 489 MW.

En Panamá es posible proyectar una capacidad de 360 MW y en Honduras de 120 MW. Sin embargo, hasta ahora, en ninguno de estos países se ha instalado una central geo-termo-eléctrica. Entre los países que no aprovechaban estos recursos es interesante destacar el esfuerzo que viene haciendo Guatemala, que cuenta con un potencial de 800 MW y que está próximo a instalar su primera central geotérmica.

También existen recursos interesantes en algunos países del Caribe Oriental, en particular modo Dominica y Santa Lucía; lamentablemente — debido a razones de orden político y económico — los proyectos programados (véase cuadro 3) no han podido desarrollarse, impidiendo el aprovechamiento de un recursos que podría jugar un rol "estratégico" en la matriz energética de estos pequeños países.

1. El desarrollo Centroamericano

Entre los países que sí están aprovechando de las fuentes geotérmicas destaca México, con sus casi 800 MW geotermo-eléctricos instalados. Sin embargo, el aporte de la geotermia a la generación de la energía primaria en América Latina alcanzó, a mediados de este decenio, a sólo 0.2%. Aún con el ingreso de nuevos proyectos en Costa Rica, El Salvador y México, el aporte geotérmico a la matriz energética regional no superaría el 0.7% en 1997 (véase cuadro 4).

En general es posible afirmar que, actualmente, Centroamérica está caracterizado por el desarrollo de los Programas Nacionales y por el proceso de transición relativamente rápida de monopolios estatales —de las Empresas Eléctricas Nacionales que mantienen el control absoluto del recurso— hacia un sector privado agresivo.

Cuadro 3
Situación de los proyectos geotérmicos en la sub-región caribeña

	Reconocimiento			Prefactibilidad		Factibilidad		
	Año	Origen fondos	Observaciones	Año	Origen fondos	Año	Origen fondos	Observaciones
DOMINICA								
Reconocimiento preliminar	1969	UNDP	-	-	-	-	-	-
Reconocimiento	1977	Cooperación francesa	-	-	-	-	-	-
Wotten waven y Soufriere	-	-	-	1983	Cooperación francesa	-	-	Concesionario DGPC (1995)
	-	-	-	1992	UN-DTCD	-	-	UN-DTCD reevaluación estudios BRGM 1983
SANTA LUCIA								
Reconocimiento	1951	UNDP	-	-	-	-	-	-
Qualibou - Soufriere	-	-	-	1974/76	UKODA	-	-	-
	-	-	-	1982	BEI	-	-	-
	-	-	-	1983	USAID	-	-	-
	-	-	-	-	-	1986-1989	UNRFNRE	Incompleta agotamiento fondos disponibles
	-	-	-	-	-	1990	USAID	Pruebas producción pozo sl-1 no completadas
	-	-	-	-	-	1992	BEI	Reevalu estudios anteriores
							UN-DTCD	
ST. KITTS								
	1992	UN-DTCD	Posible recurso de alta temperatura en dos áreas: Basseterre y Brimstone Hill	-	-	-	-	-
NEVIS								
	1992	UN-DTCD	Confirmó posible recurso de alta temperatura en el plano occidental de Nevis Peak	-	-	-	-	-

MONSERRAT								
	1992	UN-DTCD	Posible recurso de alta temperatura en el área al oeste de Soufriere Hill	-	-	-	-	-
ST. VINCENT								
	1992	UN-DTCD	No fue identificado ningún recurso geotérmico de interés	-	-	-	-	-
GRENADA								
	1981	OLADE	Posible recurso de alta temperatura en el área de Mt. St. Catherine	-	-	-	-	-
	1992	UN-DTCD	Confirmo recurso de alta temperatura en el área de Mt. St. Catherine	-	-	-	-	-

Cuadro 4
Estadística geotérmica de América Latina

Pais	Potencial (MW)	Capacidad instalada (MW)	Pais	Potencial (MW)	Capacidad instalada (MW)
Argentina	?	0.6	Ecuador	489	
Honduras	120		El Salvador	332	105
Bolivia	550		Guatemala	800	
México	2 385	792	América Latina (total)	6 326	1 029
Colombia	?		Estados Unidos		1 600
Nicaragua	655	70	Europa		2 200
Costa Rica	865	55	Asia		1 600
Panamá	40		Mundo		6 429
Chile	30				

Fuente: OLADE, Sistema SIEE, 1997.

Entre 1996 y 1997 la CEPAL, con el apoyo financiero y técnico del programa SYNERGY de la Comisión Europea (CE), ha llevado a cabo el proyecto regional: "Desarrollo de los recursos geotérmicos en América Latina y el Caribe". El objetivo central de las actividades del Proyecto Geotérmico Regional CEPAL/CE, ha sido propiciar el desarrollo sustentable de los recursos geotérmicos; los objetivos específicos del Proyecto han sido:

1. *Realizar un diagnóstico sectorial, identificando los factores que —a nivel nacional y regional— condicionan, promueven o restringen el aprovechamiento integral de los recursos geotérmicos.*
2. *Identificar acciones coordinadas y/o oportunidades de proyectos conjuntos entre países seleccionados de la región y los de la Unión Europea.*
3. *Diseñar un Programa Regional de Asistencia Técnica (PRAT).*

Las misiones desarrolladas por expertos del proyecto en los países de la región, han sido enfocadas principalmente en la evaluación de la capacidad de gestión de los recursos geotérmicos, según un enfoque sistémico, es decir considerando las interrelaciones existentes entre diferentes "*dimensiones*" (véase recuadro 3).

Recuadro 3 Lógica del diagnóstico

<p>La evaluación de la capacidad de gestión de los recursos geotérmicos (así como aplicada en el estudio regional CEPAL/Comisión Europea) siguió un <u>enfoque sistémico</u>, es decir considerando las <i>interrelaciones</i> existentes entre las dimensiones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Política: Papel asignado a la geotermia dentro de las opciones nacionales de reestructuración energética. • Jurídica: Mecanismos que regulan las condiciones de acceso y uso de los recursos geotérmicos. • Económica: Restricciones y/o incentivos económicos; los papeles asignados al mercado e intervención pública (regulación y desregulación), nivel de gasto público comprometido con el desarrollo de los recursos geotérmicos. • Física: Grado de información disponible y la consistencia técnica del inventario nacional de recursos geotérmicos. • Ambiental: Regulaciones vinculadas al conocimiento, conservación y uso de los 	<p>recursos energéticos en el marco del manejo integral del patrimonio natural.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tecnológica: Factores que favorecen o perturban la generación y absorción del progreso técnico; el carácter y capacidad de las organizaciones de investigación y desarrollo de los recursos, así como el tipo y nivel de transferencia de tecnología. • Organizacional: Atribuciones y funciones conferidas a las instituciones encargadas de la gestión de los recursos geotérmicos. • Educacional: Dotación y calificación de los recursos humanos incorporados al marco institucional vigente; el tipo y orientación de los programas de capacitación existentes. • Social: Papel asignado a la geotermia en las estrategias y programas de energización con fines de equidad social. • Internacional: Características de los programas de cooperación técnica y financiera y efectividad de sus resultados, así como las capacidad nacionales para diseñar acciones de cooperación horizontal.
---	---

A continuación presentaremos un análisis del sector geotérmico centroamericano (el más desarrollado) según ésta metodología dimensional:

POLÍTICA: El papel asignado a la geotermia en la mayor parte de los países es de relativa prioridad. Es considerado un recurso convencional para la generación de electricidad en grandes bloques de potencia y Sistemas Nacionales Interconectados (SNI). Esto es válido tanto para los esquemas de legislación tradicional (actividad monopólica) cuanto para la nueva tendencia de apertura a la participación del sector

privado. No existe experiencia, ni mucho menos políticas relativas al « aprovechamiento integral » de los recursos geotérmicos (generación residual, industria, agroindustria, turismo). Tampoco para el desarrollo de áreas pequeñas y temperaturas moderadas.

JURIDICA: No hay legislación ni reglamentos específicos; lo que existe, está orientado a la generación de electricidad y está comprendido dentro de la Ley General de Electricidad (Guatemala, El Salvador, Honduras y en proceso Costa Rica). Dentro del proceso de privatización y modernización del Estado —en el que están inmersos todos los países— todavía se discuten parámetros jurídicos que regulen los mecanismos de participación del Estado y del sector privado con respeto al recurso geotérmico. Hay una amplia gama de situaciones desde:

- que el Estado mantenga solamente el manejo del recurso geotérmico y ceda el proceso de conversión de energía; hasta
- que el mismo ceda el manejo integral del recurso y la generación al sector privado, manteniendo el Estado la función reguladora y la planificación indicativa.

ECONÓMICA: Obstáculo importante al desarrollo geotérmico ha sido el mecanismo burocrático de gestión de las empresas eléctricas estatales. Esto se ha demostrado en los países mas adelantados, donde se han duplicado y hasta triplicado los tiempos de gestión y ejecución de los proyectos. Para el caso de Guatemala y Honduras, también la falta de recursos financieros y los elevados costos de la exploración a nivel de factibilidad han constituido fuertes restricciones. Otro de los obstáculos se relaciona con la componente de «riesgo minero» que enmarca los proyectos geotérmicos hasta la etapa de factibilidad, es decir: costos de inversión elevados asociados con alto riesgo.

En estas condiciones el financiamiento de los proyectos es en la practica imposible a través de los bancos comerciales. En los países que explotan el recurso (El Salvador, Nicaragua y Costa Rica) no existen incentivos económicos específicos. Sin embargo Guatemala y Honduras poseen incentivos fiscales para la importación de equipos destinados a proyectos sobre fuentes alternativas de energía. También existen en los países incentivos naturales como es la abundancia del recurso geotérmico.

El sector privado ha mostrado gran interés por participar financiera y técnicamente. Este ha concretado sus acciones en la medida que las legislaciones de cada uno de los países lo permiten. Actualmente hay presencia de este sector en más de seis áreas geotérmicas, en procesos de licitación (desarrollo y explotación) en Guatemala, Nicaragua y Costa Rica. Modalidades *Built-Operate-Transfer* (B.O.T.), *Built-Own-Operate* (B.O.O.) y *Built-Lease-Transfer* (B.L.T.) se han negociado últimamente. Las inversiones realizadas por el sector público dentro de la subregión son considerables; para proyectos ya realizados ascienden a US\$ 700 millones y para proyectos en curso a US\$ 320 millones.

FÍSICA: La potencialidad del recurso se encuentra apoyada por información que posee sustento técnico de primera calidad. Dicha información técnica y económica se ha colectado en al menos treinta y tres áreas geotérmicas, de las cuales cuatro están en fase de explotación y al menos quince en proceso de estudio y desarrollo (véase cuadro 5). Existe un vacío notable a nivel de países y de la sub-región por la falta de un «Sistema de Información» que permita aprovechar oportunamente los datos y documentos disponibles. Los países de la región deben agruparse en dos categorías:

- La primera se refiere a los países con un potencial geotermoeléctrico equivalente a varios cientos de MWe y que están próximos a/o en la fase de explotación del recurso (Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Nicaragua).
- La segunda son los países cuyo potencial geotermoeléctrico difícilmente supera los 100 MWe y que en ningún caso han alcanzado la etapa de factibilidad (Honduras y Panamá).

Si bien la estimación del potencial geotermoeléctrico de la subregión asciende a 5,200 MWe, su naturaleza es puramente indicativa. Los enormes recursos provenientes de sistemas geotérmicos de temperaturas moderadas con valores probablemente mayores que los estimados para fines eléctricos, han sido a la fecha ignorados y posiblemente sus aplicaciones son también desconocidas. La capacidad de generación geotermoeléctrica instalada en cuatro centrales localizadas en El Salvador, Nicaragua y Costa Rica es de 245 MWe. La potencia efectiva es de aproximadamente 148 MWe (factor de potencia alrededor de 0.60), que para el año de 1,995 permitieron una generación de 1,146 GWh; para países como Costa Rica, El Salvador y Nicaragua esto ha representado una contribución efectiva de 8, 12 y 18 % en relación a lo generado por otros medios de producción. La producción geotermoeléctrica a substituido directamente a su equivalente en generación térmica (representando un significativo ahorro de divisas) y contribuido a la independencia energética del país. La potencia efectiva, inferior a la nominal instalada, esta relacionada con procesos de sobre-explotación de los campos geotérmicos (por mala administración de los mismos) lo que ha limitado hasta en un 60 % la capacidad de generación en los países que poseen mayor tradición geotérmica, como El Salvador y Nicaragua.

AMBIENTAL: En general las regulaciones ambientales, no logran los objetivos que deberían alcanzar. Los sectores energéticos todavía tienen preferencia por sus propios objetivos, quedando en segundo plano de importancia la dimensión ambiental (ejemplo: desechos geotérmicos son eliminados en cualquier lugar, con desperdicio de su energía térmica residual). Se cumple con requisitos ambientales de característica general (por presiones internas), pero no existen regulaciones específicas, que inclusive mejorarían la sustentabilidad del recurso. Es bajo la presión de las agencias internacionales de financiamiento que las empresas eléctricas fueron obligadas a ejecutar Estudios de Impacto Ambiental (EIA) para los proyectos recientes y adoptaron las medidas de corrección y mitigación de impacto que resultan del EIA.

TECNOLÓGICA: Las empresas eléctricas son instituciones bastante sólidas; sin embargo, para el caso geotérmico, en la mayor parte de los países se observa continuamente pérdida de especialistas locales y en algunos casos se ha llegado a la disolución total de los equipos de trabajo. Se cuenta generalmente con buena infraestructura, laboratorios equipados para desarrollar todo tipo de trabajo rutinario e investigación aplicada en forma sistemática. Se hace uso de la capacitación en el exterior, sin embargo los cupos son limitados de acuerdo a la demanda, cada vez más creciente. Seminarios locales y subregionales con temas específicos han probado ser muy efectivos. La transferencia de tecnología es muy limitada por la insuficiencia de personal y por la falta de formación académica a nivel de postgrado.

Cuadro 5
Situación de los proyectos geotérmicos en Centroamérica y el Caribe: etapa de desarrollo y explotación

En explotación					Programados o en construcción				
Proyecto	Potencia instalada (mwe)	Potencia operacional (mwe)	Año entrada en servicio	Modalidad explotación	Potencia (mwe)	Año puesta en servicio	Tipo proyecto	Origen de los fondos	Concesionario
Subregión – Centroamérica									
Costa Rica									
Miravalles I	55	60	1994	Empresa Pública - ICE	-	-	-	-	-
Miravalles Boca Pozo I	5	5	1994	Empresa Pública – ICE	-	-	-	-	-
Miravalles Boca Pozo II	2 x 5	1 x 5	1996	BOT ICE venta vapor y compra KWh CFE desarrollor/ operador planta	-	-	-	-	-
Miravalles II	-	-	-	-	55	1997	ICE empresa pública	BID	ICE
Miravalles III y IV	-	-	-	-	1 x 27.5 1 x 27.5 (opción)	1999	BOT ICE - venta de vapor y comprador Kwh Construcción y operación planta por productor independiente	Bancos privados	IPP seleccionado por licitación
El Salvador									
Ahuachapan	95 (2x30 y 1x35)	40	1975-76-81	CEL - Empresa pública	Estabilización	1997/99	CEL - Empresa pública	-	-
Ahuachapan	-	-	-	-	-	1998	CEL - Empresa pública	BID	CEL
Berlin Boca Pozo I	2x5	8	1991	CEL - Empresa pública	-	-	-	-	-

Berlin I	-	-	-	-	2x25	1998	CEL - Empresa pública	BID	CEL
Guatemala									
Zunil I	-	-	-	-	25	1999	BOT INDE venta de vapor y comprador kWh IPP desarrollador y explotador planta		
Amatitlan Boza Pozo	-	-	-	-	1x5 ó 2x5	1998	BLT INDE venta vapor y comprador kWh IPP desarrollador y explotador	Bancos privados	Entes eléctricos regionales
Nicaragua									
Momotombo	2x35	35	1983 y 89	ENTEL – Empresa tipo privado	-	-	-	-	-
Momotombo	-	-	-	-	(35)	-	Estabilización y explotación de la planta en	Bancos privados	OXBOW
San Jacinto Tizate	-	-	-	-	?	?	Concesión	Bancos privados	INTERGEO TERM
El Hoyo – Monte Galán	-	-	-	-	?	?	Concesión	Bancos privados	Transpacific Geothermal Co
El Niajo	-	-	-	-	?	?	Concesión	Bancos privados	Unocal
Nagarote - La Paz Centro	-	-	-	-	?	?	Concesión	Bancos privados	Caithness
Subregión Caribe									
Dominica									
Wotten Waven o Soufriere	-	-	-	-	4 x2.5	1998-2004	Concesión	Bancos privados	DGPC

INSTITUCIONAL: Las atribuciones y funciones conferidas a las empresas eléctricas que han manejado la geotermia en toda su dimensión, poseen unidades especializadas creadas con este propósito, las cuales a nivel nacional normalmente se han considerado auto-suficientes. Cambios fundamentales se espera ocurran con el rápido proceso de modernización del estado y específicamente la privatización. El personal especializado involucrado en las actividades de geotermia, excluyendo el personal de planta, es de 160, sesenta profesionales y cien técnicos.

EDUCACIONAL: Localmente no hay todavía nexos formales entre los Programas Geotérmicos Nacionales y las instituciones académicas. Existe ya el interés manifiesto (expresado por los países mas avanzados en el aprovechamiento del recurso) de integrar un Centro de Investigación y Promoción con proyección regional o un centro de capacitación también de proyección regional. La capacitación fundamentalmente depende de los cursos existentes internacionalmente, originados por el sistema Naciones Unidas. No hay acceso a estudios académicos postgrado.

SOCIAL: La función social de la geotermia, como es el caso de la energización rural, se maneja a nivel Centroamericano como una débil idea, a pesar de su atractiva aplicabilidad. Debe impulsarse el uso integral de la misma y difundirla mediante un proyecto subregional. Los técnicos y planificadores todavía evalúan los proyectos en función del mayor número de MWe generados e integrados al Sistema Nacional Interconectado. Dentro de las mejoras a introducir en la metodología para el inventario de los recursos, destaca la evaluación del recurso paralela a los beneficios económicos y sociales resultantes.

INTERNACIONAL: La cooperación internacional ha sido el baluarte de los programas geotérmicos en la región; el sistema Naciones Unidas, a través de sus Agencias dio origen a casi todos los Programas Geotérmicos Nacionales. Otros organismos regionales y extraregionales de asistencia técnica y financiera han estado presentes, por ejemplo: OLADE, Banco Mundial, BID, BCIE, Comunidad Europea, CEPAL. La ayuda bilateral de países amigos ha jugado también un papel relevante en los avances substanciales alcanzados en la región. La cooperación horizontal es un mecanismo que debe promoverse, ya que debido a los ambientes geotérmicos similares entre países, esta ha resultado en beneficios mutuos para el recipiente y el donante. Este tipo de actividad debe ser impulsada por los organismos regionales.

2. El "hoyo negro" del Sur

El verdadero "hoyo negro" de la geotermia en la región se encuentra en América del Sur. Según cálculos de OLADE, la subregión andina y el cono sur tendrían, en conjunto, una disponibilidad de más de 1000 MW de capacidad instalada potencial (véase nuevamente cuadro 4)

Hay varios proyectos en cartera en el sur de América. En Chile, si el proyecto "El Tatio" se llevara a cabo, se podría contar con 50 MW de producción geotermo-eléctrica para el desarrollo minero de la zona norte. Además, a lo largo de la cadena andina chilena se cuentan más de 350 fuentes termales con temperatura superior a los 40 grados centígrados, aptas para diferentes aplicaciones agroindustriales del calor.

En Bolivia el proyecto "Laguna Colorada" garantizaría por lo menos 40 MW para la instalación de plantas químico-minerales, mientras que en el Ecuador el proyecto "Tufiño" aportaría —según estimas de potencial— unos 140 MW al futuro sistema interconectado Ecuador-Colombia. En Perú, los proyectos "Challapalca", "Tutupaca" y "Chivay" en la sierra sur, podrían tener un significativo impacto para programas de energización rural y desarrollo de la pequeña minería; el potencial geotérmico de estas áreas podría además aprovecharse en sus diferentes aplicaciones, en el marco de acciones de combate a la pobreza en zonas aisladas que fueron duramente golpeada por el terrorismo senderista.

Así como se hizo en el párrafo precedente, se hará un análisis de la situación geotérmica en América del Sur según la metodología "dimensional" (véase nuevamente recuadro 3):

Política: En ningún país existe un específico papel asignado a la geotermia dentro de la nueva política de reorganización energética.

Jurídica: En Perú se aprobó recientemente una ley de geotermia, cuya formulación contó también con el aporte de los expertos del proyecto CEPAL/DGXVII. En Chile la ley de geotermia se encuentra todavía en trámite de aprobación en el Senado de la República. En la Argentina, en Ecuador y en Bolivia se está considerando la posibilidad de elaborar un reglamento específico.

Económica: No existen incentivos para el desarrollo de la energía geotérmica o utilización directa de los fluidos. Las limitaciones generales al desarrollo de la geotermia son básicamente:

- ausencia de interés debido a falta de experiencia directa;
- carencia de técnicos especializados en la evaluación técnico-económica de los proyectos;
- tamaño y competitividad de la geotermia comparada con otras fuentes energéticas;
- perturbaciones del mercado debidas a las privatizaciones actualmente en curso.

Física: En general hay una carencia de datos técnicos que, cuando existen, no son presentados en forma sistemática; los que existen son antiguos y además no son de fácil alcance a causa del vacío institucional en varios países. Actualmente solamente en Argentina hay proyectos en curso en el sector de la baja entalpía.

Ambiental: Debido a la falta de explotación geotérmica no existen regulaciones ambientales al respecto.

Tecnológica: El panorama tecnológico de América del Sur es de bajo nivel, por falta de proyectos operativos y de actividad de expertos de la Cooperación internacional. Como consecuencia, resulta muy baja la capacidad de diseño, promoción y realización de proyectos.

Institucional: El cuadro institucional está en total evolución a causa de la reestructuración y privatización del sector eléctrico. Tradicionalmente, las instituciones eléctricas nacionales estaban a cargo de la actividad geotérmica.

Actualmente, en espera de una participación privada en el desarrollo económico de la geotermia, las entidades encargadas de la geotermia son las siguientes:

Argentina: Secretaria de Minería (exploración y usos directos), Secretaria de Energía (estrategias para la generación eléctrica).
Bolivia: Secretaria de Energía (anteriormente ENDE).
Chile: Ministerio de Minería (asuntos Legales), CORFO (el Tatio).
Ecuador: Secretaria de Energía (anteriormente INECEL).
Perú: CENERGIA, Ministerio de Presidencia (geotermia para desarrollo rural) y anteriormente INGEMMET y ELECTROPERU.

Educacional. No existen cursos de especialización en geotermia en América del Sur. Actualmente no hay ningún programa de capacitación o proyectos en curso. La capacitación en los años pasados se ha efectuado por medio de becas a los técnicos en centros especializados afuera de la región. Debido a la movilidad del personal en las instituciones del Estado, muchos países carecen totalmente de técnicos capacitados; actualmente solamente en Argentina hay un grupo de profesionales con experiencia y capacidad suficiente para implementar proyectos geotérmicos de baja entalpía.

Social. En casi todos los países existen programas de energización rural, en los cuales no se considera, al momento, el aprovechamiento geotérmico. En particular en Bolivia y Perú existen fondos gubernamentales específicos para proyectos de generación eléctrica en zonas aisladas.

Internacional: Actualmente no hay ningún programa operativo de la Cooperación internacional si se exceptúa el proyecto CEPAL/ Unión Europea en curso. La falta de una contraparte institucional con infraestructura adecuada y el proceso de privatización, dificultan la implementación de proyectos financiados por parte de la cooperación técnica internacional.

★ ★ ★

El cuadro general de las actividades geotérmicas en América del Sur, a partir de los años '60 hasta hoy (véase cuadro 6), indica un número de proyectos y un nivel del tipo de estudios y trabajos mucho inferior a los ejecutados en América Central. Considerando que el potencial geotérmico de las dos Subregiones son del mismo orden de magnitud, resulta natural la pregunta: *¿cuáles han sido la causas de la falta de interés en la geotermia en América del Sur?*

El factor que, básicamente, ha determinado el distinto desarrollo en las dos Subregiones es el abastecimiento de fuentes energéticas. En América Central la geotermia es un recurso que genera electricidad, riqueza y esta incluida en los planos eléctricos nacionales, siendo unos de los pocos recursos nacionales para generación eléctrica. En América del Sur, de lo contrario, es un potencial que hasta la fecha no ha sido desarrollado, al existir una matriz energética extremadamente más amplia, en lo que

se refiere sus fuentes de eléctrico-producción. Por consiguiente, las iniciativas geotérmicas han generado solamente gastos de exploración y nunca han sido incluido en los planes energéticos nacionales como fuente alternativa.

Cuadro 6
Situación de los proyectos sudamericanos

	Reconocimiento		Prefactibilidad		Factibilidad	
	Año	Origen fondos	Año	Origen fondos	Año	Origen fondos
Argentina						
Reconocimientos locales	1973-84	NAC + INTER				
Copahue			1974-76	NAC	1976-88	NAC
Domuyo			1982-87	JAP + NAC		
Tuzgle			1983-88	ITAL + NAC		
Bahía blanca			1990-95	NAC		
Rio Valdez			1991	NAC		
Valle del Cura - incompleto			1980-84	NAC		
El Ramal - incompleto			1980-84	NAC		
La Rioja - incompleto			1987	NAC		
Bolivia						
Cordillera occidental	1976	COOP-ITAL				
Salar de Empexa			1977	COOP-ITAL		
Laguna Colorada			1977	COOP-ITAL	1985-93	ITAL + UNDP + NAC
Chile						
Reconocimientos locales	1967-93	UNDP + NAC				
Nevado de Chillan			1994-95	FRAN + NAC		
El Tatio			1968-71	UNDP + NAC	1973-80	UNDP + NAC
Colombia						
Cordillera Central	1968-69	ITAL + NAC				
Las Nereidas-Macizo del Ruiz			1978-83	ITAL + NAC		
Ecuador						
Reconocimiento nacional	1979	OLADE				
Tufino-Binacional			1983-85	ITAL + OLADE		
Chachimbiro - incompleto			1987-90	NAC		
Perú						
Regiones I, III, V	1979-84	ITAL + OLADE				
Tutupaca - incompleto			1987-94	NAC		
Challapalca - incompleto			1985-94	NAC		

Hay que considerar, de todo modo, que el tamaño de los países es distinto y una planta de 50 MWe tiene distinta importancia en El Salvador o en Argentina; en efecto, en el primer país esto representa un porcentaje elevado de toda la potencia instalada a nivel nacional, mientras que en el segundo puede tener cierta importancia solamente para el consumo local. En efecto, los países sudamericanos tienen abundantes recursos de combustibles fósiles e hidráulicos que dificultan el desarrollo de las fuentes nuevas y renovables de electricidad. La sola planta que existe en todo el sub-continente — Copahue, Argentina— es una planta-piloto binaria de 0.67 MWe — boca pozo. Actualmente la planta no está funcionando a causa de problemas en el pozo de producción; la decisión de adaptarla para alimentación con gas natural, económicamente más atractivo, está siendo evaluada por los gestores del proyecto.

El manejo de un campo geotérmico para la generación eléctrica es un actividad multidisciplinaria, lo que, en América Central, ha ayudado la formación profesional de ejecutivos y técnicos especializados; en otras palabras, se creó un "ambiente" geotérmico favorable para la transferencia de tecnología y para el diseño de nuevos proyectos. Del otro lado, en los países de América del Sur, donde no existe este tipo de actividad, siempre es manifiesta una carencia crónica de técnicos del sector.

Los únicos estudios de **factibilidad** efectuados en América del Sur son los de El Tatio y Laguna Colorada, localizados en los dos lados de la frontera de Chile y Bolivia y muy cercanos entre ellos. Ambos tienen una potencia comprobada de 30 MWe y probable del orden de 100 MWe. El desarrollo del campo y la construcción de la planta no han sido llevados a cabo, en el caso de Chile, por falta de una ley específica que permita la explotación del recurso geotérmico y, en el caso de Bolivia, por falta de un mercado cercano. Además, la baja prioridad política que los dos países han brindado a la geotermia, no ha permitido llegar hasta la generación geotermoeléctrica.

Trabajos de **pre-factibilidad**, más o menos completos, han sido efectuados, en la Argentina, en las áreas consideradas de mayor potencial geotérmico, en particular en Domuyo y Tuzgle para alta entalpía y Bahía Blanca / Río Valdez para baja entalpía. También se encuentran trabajos de pre-factibilidad en el Nevado de Chillan en Chile, en el Salar de Empexa en Bolivia, en la frontera Ecuador/Colombia (Tufiño) y en las Nereidas en Colombia. En la mayoría de los casos los resultados de los estudios indican que el potencial geotérmico es elevado; de allí la necesidad de apoyar la ejecución de trabajos de factibilidad que incluyan la perforación de pozos profundos a diámetro comercial de exploración/producción.

Estudios de **reconocimiento** y primeras etapas de estudios de pre-factibilidad han sido esporádicos y no completos; vastas áreas de la faja andina no han sido exploradas. Por tanto, se considera de máxima importancia, en la mayoría de los países de la subregión, completar los estudios de reconocimientos a nivel nacional y elaborar catálogos y/o inventarios geotérmicos actualizando los datos existentes, los cuales —a veces— se encuentran dispersos y no elaborados.

3. Obstáculos en el desarrollo del sector

La razón y los problemas relacionados con el atraso —en toda América Latina, con la excepción de México— en el desarrollo de los recursos geotérmicos, son de diferente naturaleza. Destacan, en primer lugar, las dificultades económicas. Es necesario un cierto tipo de intervención pública sea de manera directa, participando en la exploración, sea de manera indirecta otorgando los correspondientes incentivos a la inversión privada. Estos incentivos no tienen porque ser ni más ni menos favorables que los que se están otorgando para la búsqueda de recursos petroleros o mineros.

Si se quiere, de verdad, propiciar un desarrollo sustentable, debería ponerse en discusión la posibilidad de utilizar instrumentos fiscales, entre éstos la exoneración y/o devolución de los impuestos vinculados a la exploración y explotación que podría tener el carácter de una especie de "drawback", que se justificaría por razones ambientales.

De lo que se trataría es de "premiar", si cabe el término, las fuentes menos contaminantes, de la misma manera que se promociona la inversión en otras actividades; al respecto, está proporcionando resultados positivos la experiencia de Alemania, en particular en la promoción de la energía eólica. Otra alternativa, aunque más discutible por su impacto en los costos, sería "castigar" a las fuentes que generan mayores efectos perniciosos (tasa sobre el CO₂ u otras emisiones), así como recientemente aplicado —como test— en Nueva Zelandia y Noruega.

El tema es, por supuesto, discutible. No obstante, no debería olvidarse que la geotermia es una de las fuentes energéticas más "limpias" de que dispone la región. No se trataría de "gravar" más las fuentes convencionales sino más bien de "*desgravar*" a *las fuentes nuevas y renovables*.

Otro obstáculo relevante para el aprovechamiento de los recursos geotérmicos en América Latina es la *ausencia de un marco legal*. No existen leyes ad-hoc para el desarrollo de la geotermia, algunos estados juegan "al perro del hortelano" o los marcos regulatorios son insuficientes. La vigencia de un marco regulatorio, claro y moderno, es necesaria para el desarrollo de los recursos geotérmicos. En Perú, el Congreso ha recientemente aprobado un ley de geotermia, mientras que en Chile y Argentina existen ante-proyectos de ley que se encuentran esperando el pronunciamiento de las comisiones dictaminadoras de los parlamentos. Los asuntos cruciales que concentran la atención parlamentaria son, entre otros, cómo deben otorgarse los recursos y que tipo de incentivos debe otorgarse a la inversión privada.

Entre otros incentivos, se consideran fundamentales las exoneraciones a la importación de equipos; la devolución de impuestos pagados en el proceso de exploración u explotación; la deducción de los gastos de exploración para fines tributarios; los *estímulos fiscales para la inversión en zonas rurales aisladas*; la estabilidad tributaria.

Finalmente —pero no últimos por importancia— destacan los *obstáculos de orden financiero*; debido al papel crucial que éstas cuestiones juegan en el emprendimiento de los proyectos de energía renovable en América Latina, se ha decidido dedicar —a éste tema— el próximo capítulo.

III. FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE

Según una evaluación realizada recientemente en la región de América Latina y el Caribe, en el marco del Programa sobre Fuentes de Energía Renovables en las Américas, las necesidades actuales de financiación para proyectos de energía renovable* en América Latina ascienden a aproximadamente 1,500 millones de dólares. En esa cifra se incluyen tanto a las centrales interconectadas a la red de distribución como a las centrales aisladas, la mayoría de las cuales tienen una potencia de 50 MW o menos. Cerca del 50% de los proyectos se están llevando a cabo en el Cono Sur y el Brasil, otro 25% en América Central, alrededor del 20% en el Caribe y el 5% a 6% restante en México.

En otro estudio mundial de viabilidad de proyectos de energía renovable y uso eficiente de la energía —realizado por la Corporación Financiera Internacional (CFI) en 1996— las conclusiones son similares, aunque la distribución de los proyectos es ligeramente distinta. Según el estudio de la CFI, las necesidades de financiación para proyectos de energía renovable en América latina en los próximos cinco años oscilan entre 1 120 y 2 420 millones de dólares. A nivel regional, dichas necesidades pueden desglosarse de la siguiente manera: México y América Central, 55% a 59%; Brasil, 21% a 22%; y el saldo se distribuye en el resto de América Latina.

Ante esta demanda observada que impulsa el mercado, las empresas que desarrollan proyectos de energía renovable en América Latina deben hacer frente a un problema muy acuciante, a saber: obtener suficientes fondos para financiar los proyectos. Si bien es cierto que hace poco algunos proyectos han logrado asegurarse la financiación necesaria (como el proyecto de geotermia Zunil en Guatemala, con una potencia de 24 MW, y el proyecto hidroeléctrico del Río Volcán en Costa Rica, con una potencia de 17 MW), aún quedan muchos proyectos que no han podido captar el financiamiento que requieren. En estos proyectos no sólo es preciso lidiar con los problemas que enfrenta cualquier empresa que procura inversiones en acciones de capital y financiación mediante endeudamiento, sino también con las dificultades propias del sector de la energía renovable.

En el presente capítulo se analizan los aspectos siguientes: 1) las cuestiones financieras de tipo general; 2) los obstáculos que enfrentan los proyectos de energía renovable; 3) las perspectivas y criterios de evaluación de proyectos y también algunos de los riesgos inherentes a ellos y 4) las fuentes de financiación para los estudios de pre-inversión y el financiamiento y los servicios de apoyo a los proyectos, los servicios de endeudamiento a largo plazo, participación en el capital social y demás servicios financieros.

*Si bien el término energía renovable es de uso corriente entre los especialistas en la materia, en el presente texto debe entenderse que este término en realidad significa sistemas de generación que utilizan fuentes de energía renovables.

Los problemas específicos de los proyectos geotérmicos no difieren de los que se encuentran para el financiamiento de otros proyectos de energía renovable (eólica, micro-hidroeléctrico, biomasa, etc.), por lo que —a continuación— se presentará un análisis de éstos problemas según un enfoque general.

1. Problemas generales para el financiamiento de proyectos de energía renovable

Normalmente, los riesgos vinculados a un proyecto son motivo de preocupación para los financistas, ya sean inversionistas o prestamistas. Los riesgos pueden clasificarse en dos categorías:

- los inherentes al proyecto (con inclusión de los riesgos del patrocinador, los riesgos contractuales, los riesgos vinculados al abastecimiento de combustible, etc.) y
- los inherentes al mercado (incluidos el riesgo político, el riesgo macroeconómico, etc.).

Tanto los inversionistas como los prestamistas evalúan la estructura de un proyecto y la forma en que ésta afecta la seguridad y viabilidad de largo plazo del proyecto, aunque cada parte interpreta y evalúa de manera distinta los riesgos y los resultados. Las diferencias entre los diversos proyectos y mercados son tales que resulta imposible trazar lineamientos concluyentes en materia de financiamiento de los proyectos de energía renovable. Sin embargo, hoy día la experiencia en este campo es suficiente para que las empresas que desarrollan proyectos, los financistas y los encargados de elaborar normas y políticas, puedan recurrir a estudios de casos sobre proyectos satisfactorios a fin de emularlos.

Estos estudios han permitido establecer una distinción fundamental entre los proyectos que no consiguen financiamiento debido a sus deficiencias estructurales y los que se han visto afectados por una falla importante del mercado. Si la estructura de un proyecto es deficiente, no podrá tener éxito, por más que se le otorguen condiciones de financiación muy favorables. Por el contrario, si el proyecto fracasa por fallas del mercado, puede recibir apoyo financiero, de servicios y de políticas que contribuyan a revertir la situación.

En el presente capítulo se reseñan una serie de fallas comprobadas del mercado y que plantean serios problemas para la financiación de los proyectos de energía renovable. No obstante, las empresas que desarrollan proyectos, los compradores de energía y la comunidad financiera están encontrando soluciones a muchos de estos problemas, por lo que el mercado para la financiación de proyectos de energía renovable está mejorando.

Los conceptos básicos de los riesgos y el financiamiento “sin derecho de recurso” o “con derecho de recurso limitado” se han expuesto en muchas oportunidades. Para los proyectos de energía renovable financiados con más éxito, el

nivel de endeudamiento relativo al capital oscila entre el 55% y el 70% de endeudamiento, con requisitos proporcionados en cuanto al capital propio.

Por lo general, en los proyectos de energía renovable la relación entre el endeudamiento y el capital no es tan alta como en los proyectos convencionales de energía, pero puede observarse que esta relación está aumentando y los prestamistas tienen una actitud cada vez más favorable hacia esos proyectos si están correctamente estructurados. En el proyecto hidroeléctrico de Río Volcán en Costa Rica, por ejemplo, la relación entre el endeudamiento y el capital fue de aproximadamente un 70%. En general, cuanto menor es el nivel de endeudamiento relativo al capital, menor es la percepción de riesgo.

Los inversionistas tienen en cuenta otros riesgos que, por lo general, pueden clasificarse en: políticos, comerciales, financieros, jurídicos y de mercado. Los riesgos políticos pueden comprender la inestabilidad política como las nacionalizaciones, revoluciones o guerras, los cambios en la convertibilidad de la moneda y el incumplimiento de los contratos concertados por el Estado. En América Latina, los riesgos financieros derivados de la disponibilidad de divisas prácticamente han desaparecido, ya que la mayoría de las monedas son convertibles y se puede acceder a las divisas con suma facilidad.

Entre los riesgos de mercado cabe mencionar las modificaciones en la legislación relativa a las inversiones extranjeras, los cambios en las políticas de fijación de precios o los problemas relacionados con la propiedad. Los principales riesgos de proyecto tienen que ver con la solvencia del cliente primario, que suele ser una empresa estatal, la puntualidad en los pagos y otras cuestiones crediticias que pueden afectar al patrocinador. Los riesgos vinculados con el proyecto también se refieren al incumplimiento de los contratos, el suministro de combustible, los acuerdos concertados con el comprador primario, la competencia en la esfera de la gestión, la operación y el mantenimiento, etc. Los riesgos jurídicos incluyen los marcos legislativos y normativos, los procedimientos para la solución de controversias y la responsabilidad por daños causados al medio ambiente.

2. Dificultades que afectan el financiamiento de los proyectos

Además de los criterios de riesgo más generales que se acaban de enunciar, las empresas que desarrollan proyectos también deben tener en cuenta varias cuestiones financieras inherentes a las fuentes de energía renovables que pueden afectar su capacidad para captar financiamiento mediante endeudamiento a largo plazo o inversiones en acciones de capital. Por cierto, la forma más segura de conseguir el financiamiento necesario es estructurar el proyecto conforme a ciertos lineamientos comúnmente aceptados, lo que no siempre es posible.

En las últimas décadas, los créditos otorgados por los bancos multilaterales de desarrollo (Banco Interamericano de Desarrollo y Banco Mundial) a los gobiernos extranjeros para los proyectos de energía convencional en gran escala eran de largo plazo, a tasas de interés reducidas y con planes de amortización que por lo general se

extendían por períodos de 20 a 25 años, con 4 a 6 años de gracia, según el tipo y la magnitud del proyecto. En la década de 1990 estas condiciones se han modificado y los proyectos energéticos convencionales privados se financian con estructuras de vencimientos de la deuda de 12 a 15 años. Pese a que en los proyectos de energía convencionales autónomos se ha aplicado este tipo de financiamiento, los proyectos de energía renovable no han merecido un tratamiento semejante, salvo excepciones.

Entre los argumentos que se suelen esgrimir para justificar este estado de cosas, pueden mencionarse los siguientes: 1) los costos de capital inherentes a los proyectos de energía renovable; 2) la magnitud de los proyectos en relación con sus costos de transacción; 3) la trayectoria y experiencia de las empresas que desarrollan los proyectos; 4) la carencia de contratos de largo plazo; 5) la falta de garantías y 6) la falta de préstamos de largo plazo en moneda local.

a) Costos de capital

Los proyectos de energía renovable suelen salir perdiendo cuando se comparan sus costos con los de los grandes proyectos de energía que utilizan combustibles fósiles. Normalmente, los costos de capital de los proyectos de energía renovable oscilan entre 750 y 1,500 dólares por kilowatt (kW) instalado (algo más para los pequeños proyectos hidroeléctricos y mucho más para los proyectos independientes de energía fotovoltaica, como los sistemas domésticos de energía solar), mientras que los costos de capital de los proyectos convencionales oscilan entre menos de 500 dólares por kW hasta 800 dólares por kW. Estos costos equivalen a un valor medio de aproximadamente 0.05 a 0.09 dólares por kWh entregado para los proyectos de energía renovable y a menos de 0.03 a 0.05 dólares por kWh para los proyectos convencionales.

La magnitud de los proyectos de energía renovable suele ser pequeña, pero si se los compara con un proyecto de magnitud similar de energía generada utilizando combustibles fósiles, los costos de capital son comparables y los costos de operación (combustible, operaciones y mantenimiento) a menudo son inferiores. Si se tiene en cuenta la vida útil de las plantas de combustibles fósiles, los proyectos de energía renovable resultan aún más competitivos cuando la infraestructura de transporte de combustible y de transmisión y distribución de electricidad son inadecuadas y es preciso hacer inversiones de capital importantes en esos rubros.

b) Magnitud del proyecto y costos de transacción

En los proyectos de gran magnitud —que en el presente documento se definen como los proyectos cuya capacidad de generación supera los 50 MW— los costos de equipo (físico) normalmente constituyen la mayor parte de las inversiones de capital (cerca del 70%), mientras que el resto de los costos de desarrollo (no físicos) pueden amortizarse con cargo a la rentabilidad general del proyecto (medida en términos del valor neto actualizado). Sin embargo, los costos no físicos —vinculados con los honorarios profesionales por concepto de servicios de banqueros, abogados, ingenieros y planificadores durante la etapa de elaboración del proyecto— no son una función de la magnitud del proyecto sino más bien del tiempo que lleva elaborarlo.

En consecuencia, al ser relativamente inelásticos en cuanto a la magnitud, en los proyectos de energía renovable este tipo de costos representan una proporción mayor del total de las inversiones de capital. Precisamente ese motivo es suficiente para que la mayoría de las empresas que desarrollan proyectos de generación convencionales y cuentan con la capacidad de crédito y la experiencia en la elaboración de proyectos como para conseguir financiamiento bancario o están dispuestas a autofinanciarlos, no deseen participar en proyectos de energía renovable.

En el caso de los proyectos aislados de energía renovable alternativos, como los sistemas domésticos de energía solar, el problema de los costos de transacción es similar al que podría presentarse con la distribución de cualquier producto. Como ocurre en la mayoría de las empresas de distribución, sólo resulta aceptable que los costos iniciales de transacción y desarrollo sean elevados cuando es viable esperar que el volumen de negocios o los márgenes de rentabilidad sean elevados. A fin de montar este tipo de operación para los sistemas de energía renovable, es preciso instalar una red de distribución relativamente extensa.

c) Trayectoria y capacidad de gestión de las empresas que desarrollan los proyectos

Por lo general, los financistas consideran que la participación de una empresa de desarrollo de proyectos fuerte, con probada capacidad de gestión, es un requisito importante para otorgar créditos para este tipo de proyectos. Ciertos factores, como la magnitud del proyecto y la rentabilidad de la inversión ajustada en función del riesgo, contribuyen a que los productores independientes de energía no estén dispuestos a encarar proyectos de energía renovable. Además, por el carácter relativamente innovador de estas tecnologías, los empresarios que se sienten atraídos por este tipo de proyectos carecen por lo general de experiencia en este campo.

Cuando el nivel de confianza financiera es bajo, aumentan las primas de riesgo y las contribuciones de capital exigidas. Es cada vez más frecuente que las empresas de desarrollo de proyectos de energía renovable reconocidas consigan interesar a las empresas de energía bien capitalizadas, y con ellas el crédito y la credibilidad necesarios para captar financiación mediante endeudamiento. Por ejemplo, hace poco Enron, una de las empresas de energía integradas más grandes del mundo, adquirió a Zond, la empresa de desarrollo de proyectos eólicos, y está ejecutando una política energética de penetración del mercado de la energía eólica en los Estados Unidos y el extranjero.

Asimismo, muchas empresas que desarrollan proyectos de energía renovable y ya cuentan con una experiencia considerable en esta tecnología, mercado o sector (como el desarrollo de proyectos de energía rural) están adquiriendo cierta reputación gracias a los éxitos logrados en este tipo de proyectos. Varias empresas más pequeñas han tenido la perspicacia de asociarse con otras más importantes que están dispuestas a encarar proyectos que cumplan con sus criterios en materia de inversiones. De este modo generan mayor confianza entre los prestamistas y quienes apoyan las actividades de pre-inversión.

d) Falta de acuerdos contractuales de largo plazo

Tradicionalmente, los proyectos energéticos convencionales se han estructurado sobre la base de una combinación de financiamiento a largo plazo y contratos de largo plazo, especialmente en lo que se refiere a los planes de amortización y los períodos de gracia. Históricamente, los proyectos de energía renovable no han podido contar con este tipo de financiamiento (con la excepción de pequeños proyectos hidroeléctricos) ya que las empresas y demás compradores de energía en general han considerado que no tenían capacidad suficiente de suministro.

Habitualmente, en los acuerdos de compra de energía los precios se fijan conforme a dos criterios: 1) un suministro garantizado, evaluado en dólares por kW mensuales (o dólares por MW anuales) y 2) un suministro variable, valuado en dólares por kWh entregado. El suministro garantizado se negocia mediante un contrato firme de compra (sin derecho de rescisión) y constituye una buena corriente de ingresos para la planta generadora.

Los contratos firmes de compra, sin derecho de rescisión, se justifican porque, por una parte, la capacidad disponible del proyecto evita a la empresa generadora la necesidad de aumentar su capacidad y, por la otra, la empresa compradora de electricidad debe pagar por poder contar con esa capacidad despachable en su planificación integrada de recursos. La corriente de ingresos mencionada constituye la garantía de los pagos de los servicios de la deuda otorgada a los prestamistas del proyecto, que exigen un coeficiente de cobertura del servicio de la deuda que por lo general oscila entre 1.2 y 1.5. Sólo hay dificultades cuando la propia empresa generadora o el cliente primario no son solventes.

El sector de la energía renovable ha hecho progresos notables en lo que se refiere a su capacidad para garantizar un suministro predecible. Por ejemplo, el análisis de los datos correspondientes a las plantas de energía eólica ha permitido comprobar que los coeficientes de capacidad—promedio han aumentado del 21% en 1991 a cerca del 30% en 1994. Dicha capacidad ha alcanzado ahora un nivel de confianza estadístico superior al 95% (comparable a los datos estadísticos disponibles para las plantas convencionales) y, en consecuencia, puede aspirar a cargos por potencia similares a los que devengan las centrales.

A fin de reducir los costos financieros del proyecto y distribuir la carga del servicio de la deuda durante un período de tiempo más amplio, los contratos de largo plazo deben concertarse a no menos de 12 a 15 años. En un proyecto de energía eólica en Centroamérica, el acuerdo de compra de energía con la planta generadora local contemplaba una tarifa básica reducida para las horas de menor consumo, fijada en función de la época del año y la hora del día, y una tarifa especial, mucho más elevada, para las horas de mayor consumo. Esta estructura denota que los precios de la energía suministrada a la red se fijan con un criterio económico, en función del tiempo de utilización, y permitted a la empresa que desarrolló el proyecto presentar una corriente de ingresos predecible que justificara la solicitud de créditos de largo plazo.

Para el caso de los proyectos de energía aislados, el enfoque sobre las garantías de rentabilidad en el largo plazo es muy distinto. Es evidente que el nivel de percepción del riesgo de estos proyectos es mayor, pues estos sistemas carecen de mecanismos de generación de resguardo y de la infraestructura concomitante. Asimismo, normalmente

se considera que los consumidores de energía generada por centrales aisladas —así como los consumidores de las zonas rurales— presentan mayores riesgos y por lo general no pueden suscribir contratos de larga duración. Sin embargo, como los costos de transmisión de la electricidad aumentan considerablemente en función de la distancia, las empresas están comenzando a incluir en sus cálculos lo elevado de estos costos cuando analizan proyectos de electrificación rural.

El precio de la electricidad proveniente de las centrales aisladas debería calcularse utilizando una fórmula que, además de los costos de generación, tenga en cuenta la infraestructura de las líneas de transmisión (costos evitados de distribución). La empresa facturaría el suministro al usuario a los precios residenciales corrientes. De esta forma, lograría un ahorro, ya que el costo de la energía generada por la central aislada de energía renovable sería menor que el de la infraestructura de transmisión y al mismo tiempo disminuirían los riesgos de los distribuidores de la electricidad generada por la central aislada. Podrían lograrse economías de escala agrupando varias zonas geográficas de modo que tanto la empresa generadora como la compradora pudieran prestar sus servicios con menores costos de suministro.

e) **Falta de garantías**

Con frecuencia las garantías técnicas y comerciales son fundamentales para las perspectivas de rentabilidad de un proyecto. Aunque aún subsiste la idea de que el sector de la energía renovable es menos confiable que el de la energía convencional, se han logrado avances muy importantes en este campo. Los fabricantes de equipo han acumulado experiencia y están en condiciones de garantizar su rendimiento. Muchos han contratado seguros de terceros para sus productos, incluso para cubrirse de una eventual bancarrota.

A medida que aumenta la capacidad instalada de equipos de energía renovable y continúa mejorando su rendimiento, los prestamistas están tomando conciencia de que los fabricantes de este tipo de equipo han alcanzado un nivel de madurez suficiente para satisfacer sus exigencias en materia de riesgos y que el rendimiento técnico es garantía suficiente de rentabilidad. Las garantías comerciales también constituyen un factor importante, pues cubren los riesgos de los compradores en este tipo de transacciones.

Los prestamistas exigen tales garantías (también conocidas como contragarantías) para cubrirse de los riesgos derivados de la baja calificación crediticia de algunas empresas de electricidad estatales y de situaciones de inestabilidad jurídica. Por ejemplo, en América Latina existen varias empresas de electricidad cuya calificación crediticia es excelente. Sin embargo, se considera que muchas empresas de electricidad de propiedad del Estado de esa región no tienen una calificación crediticia adecuada. Esta situación puede elevar los costos de financiación en concepto de análisis de diligencia debida, tasas de interés y plazos de vencimiento. Las dudas que puedan plantearse sobre la capacidad de pago de la empresa pueden mitigarse considerablemente si el gobierno ofrece garantías que respalden a la empresa o si se asegura el derecho de transmitir y vender electricidad a terceros reconocidos.

Otra alternativa es establecer un mecanismo de cobertura parcial de los riesgos que permite asegurarse contra los riesgos de incumplimiento de una entidad estatal o de

otros clientes. Sin embargo, este tipo de mecanismos no sirven para cubrir los riesgos de incumplimiento derivados del mercado (es decir, el incumplimiento de particulares). Cuando la capacidad crediticia de las entidades estatales es prácticamente nula, los mecanismos de cobertura parcial de los riesgos pueden asegurar a los prestamistas un "piso" en relación con los pagos del servicio de la deuda en caso de incumplimiento del comprador primario (off-taker).

Un ejemplo de este tipo de garantía podría ser la apertura de una línea de crédito en un banco de desarrollo local cuyo monto fuera equivalente a la suma correspondiente a uno o dos años de las cuentas por cobrar del comprador primario. En un proyecto hidroeléctrico de México este tipo de garantía fue suficiente para que los prestamistas comerciales abrieran una línea de financiamiento a 10 años de plazo.

f) **Disponibilidad de financiamiento en moneda local**

Uno de los principales problemas que obstaculizan el desarrollo del mercado de energía renovable en América Latina es la falta de financiamiento a nivel local. Los prestamistas extranjeros siempre se sienten más seguros si un banco local participa en la financiación, ya que este tipo de institución puede aportar capacidad analítica y apoyo locales. Los créditos en moneda local pueden reintegrarse en esa misma moneda, evitando los riesgos de las fluctuaciones del tipo de cambio.

Muchos países de América Latina tienen poca experiencia en la estructuración del financiamiento de los proyectos. La gestión financiera de las sociedades ha sido el pilar de los bancos privados latinoamericanos, que tradicionalmente han sido reacios a ofrecer créditos cuando el préstamo no tiene el respaldo de una garantía prendaria o éste es limitado. La financiación no incluida en el balance, con derecho de recurso limitado para la empresa que desarrolla el proyecto, es un fenómeno relativamente nuevo.

De hecho, los estatutos de muchos bancos latinoamericanos prohíben otorgar créditos a las empresas que desarrollan proyectos si la única garantía es un acuerdo de compra de energía. Es más, los plazos de los créditos otorgados al sector privado no han superado los cuatro o cinco años. Normalmente, el costo del endeudamiento en las instituciones financieras de América Latina es prohibitivo para muchas empresas que desarrollan proyectos de energía renovable (es decir, mayores tasas de interés y menores plazos de vencimiento).

Este fenómeno es más bien una consecuencia de las tasas de inflación elevadas que se registraron en la región y la crisis de la deuda de la década de 1980. Si bien la mayoría de los gobiernos ha logrado controlar las presiones inflacionarias, las instituciones financieras se resisten a reducir las tasas de interés. De este modo, si bien los créditos en moneda extranjera están expuestos a los riesgos del tipo de cambio, sus condiciones siguen siendo atractivas para las empresas que desarrollan proyectos.

3. Criterios de evaluación de los proyectos

Para asegurarse buenas condiciones de financiamiento es imprescindible realizar una evaluación correcta del proyecto en lo que se refiere a los riesgos y los obstáculos financieros que se acaban de exponer. Muchos proyectos de energía renovable pueden

satisfacer las necesidades de desarrollo locales o traer aparejados beneficios para el medio ambiente, pero si han de utilizarse las fuentes de financiamiento privadas o disponibles en el mercado, es preciso evaluar cada uno de ellos teniendo en cuenta su viabilidad financiera.

Uno de los axiomas en materia financiera establece que los costos financieros son una función directa de la percepción de riesgo. Si bien los inversionistas en acciones de capital pueden estar dispuestos a correr mayores riesgos con tal de percibir dividendos más altos, los prestamistas procurarán asegurar y garantizar los préstamos hasta su fecha de vencimiento. En todos los casos, las instituciones financieras desearán asegurarse de que la empresa que desarrolla el proyecto tome los recaudos necesarios para mitigar todos los riesgos.

Como ya se ha señalado, los riesgos pueden ser inherentes al proyecto o estar vinculados al mercado o al país. Sea como sea, la empresa que desarrolla el proyecto podrá reducir los riesgos de diversas maneras, ya sea mediante la modificación de la estructura del proyecto o el acceso a recursos externos. Habitualmente, la evaluación de la estructura de un proyecto se realiza mediante un análisis de los contratos pertinentes. En el análisis se tiene en cuenta la validez del acuerdo de compra de energía, el contrato de construcción, los acuerdos de operación y mantenimiento y los acuerdos de suministro de combustible. Normalmente, es preciso haber concertado el acuerdo de compra de energía con un comprador solvente y que los pagos mensuales sean suficientes para cubrir los gastos de servicio de la deuda y los costos variables de explotación.

Asimismo, idealmente, sería preferible que el contrato de construcción fuera "llave en mano" y se haya pactado a precio fijo y que además se hayan previsto cláusulas punitivas en caso de incumplimiento de los plazos o de las condiciones de funcionamiento estipulados. También debería contarse con un suministro de combustible estable (o, cuando se trate de proyectos de energía renovable, la fuente debería ser adecuada y comprobada), con reservas asignadas suficientes y un sistema de fijación de precios basado en índices de ajuste adecuados. Por último, los acuerdos de operación y mantenimiento deben pactarse con un contratista confiable y con un canon fijo.

Aunque la evaluación del proyecto permitirá a la empresa que desarrolla el proyecto elegir la mejor forma de utilizar las fuentes de financiación adecuadas y los servicios existentes en los sectores público, multilateral y comercial, es probable que, en el ciclo de desarrollo del proyecto de energía renovable, las tres fuentes desempeñen un papel fundamental, especialmente el sector comercial. Sin el asesoramiento apropiado de expertos jurídicos, asesores financieros y consultores de ingeniería, las empresas de desarrollo de proyectos más pequeñas —que no poseen estos recursos— difícilmente puedan captar recursos financieros. Por lo general, los servicios mencionados son caros y es preciso incluirlos en el presupuesto de desarrollo de cualquier proyecto.

En vez de tratar de enumerar todos los riesgos y señalar todas las estrategias y servicios de reducción de riesgos, se analizarán ***dos cuestiones fundamentales***, a fin de proporcionar ejemplos de evaluación de proyectos teniendo en cuenta la percepción de los riesgos de los inversionistas pasivos: las cuestiones relacionadas con el riesgo de crédito y las relacionadas con riesgos normativos y políticas.

a) Riesgo de crédito

Riesgo de crédito del patrocinador: Por lo general, aunque no siempre, las empresas de desarrollo de proyectos de energía renovable o de uso eficiente de la energía son pequeñas o medianas. Para las instituciones financieras, este hecho puede constituir un obstáculo, pues no tienen confianza de que la empresa pueda afrontar la parte patrimonial de alto riesgo del proyecto durante todo el proceso de desarrollo. Algunas empresas han logrado captar recursos financieros de los patrocinadores más importantes que, por ejemplo, pueden respaldar los créditos de diligencia debida (due diligence) sin participar directamente en el desarrollo del proyecto hasta que éste esté más definido. Sin embargo, en todos los casos la capacidad crediticia de todos los participantes será un factor importante para determinar el costo del financiamiento y su disponibilidad.

Riesgos vinculados al suministro y al comprador primario: Un factor fundamental que puede incidir en el éxito a largo plazo del proyecto es la trayectoria de las partes con las que la empresa que desarrolla el proyecto firma contratos de larga duración. El cumplimiento de los proveedores de combustible (si procede) y de los compradores de la energía producida (los compradores primarios) son un ejemplo de lo anterior. Quizás la empresa que desarrolla el proyecto quiera considerar la posibilidad de establecer algún mecanismo de resguardo para asegurarse la provisión de combustible en el caso de incumplimiento o simplemente asegurar a la planta en su conjunto contra tal contingencia. Cuando la fuente de combustible no está comprobada (todas las fuentes salvo los recursos de biomasa leñosa), es preciso reunir datos a lo largo de un período de tiempo prolongado para cubrirse del riesgo relacionado con el suministro de combustible. En los contratos con los compradores primarios de electricidad, la empresa de desarrollo de proyectos procurará tal vez conseguir algún tipo de contragarantía de un comprador regional más importante o asegurarse el derecho de vender directamente a un tercero. En algunos casos concretos, la empresa de electricidad estatal podría estar dispuesta a proporcionar incluso algún tipo de reaseguro.

Los ejemplos de riesgo de crédito que se acaban de exponer ilustran las formas en que, tanto las empresas que desarrollan proyectos como las instituciones financieras, pueden encarar la planificación, ejecución y estructura de sus proyectos. Hay muchas maneras de estructurar un proyecto y mitigar los riesgos. Una de ellas es recabar garantías de terceros, pero si el proyecto está mal concebido no será financieramente viable, por más apoyo que reciba.

b) Riesgos normativos y de políticas

Para el financiamiento de cualquier proyecto de energía renovable, también es preciso tener en cuenta las políticas y normas vigentes en esta materia. En muchos casos se establecen normas que tienen por objeto alentar decididamente la instalación de capacidad generadora basada en recursos de energía renovable.

Así ocurre por ejemplo en Costa Rica, donde la ley N° 7.200, enmendada por la ley N° 6508, establece un sistema de indicización especial para la fijación de los precios de la energía renovable y exige que si la empresa de electricidad acepta un proyecto como expansión de su capacidad de base, ésta debe concertar un acuerdo de compra de

energía de larga duración con la empresa que desarrolla el proyecto. La ley ha contribuido a que varios proyectos obtengan financiamiento ya que elimina muchas incertidumbres de tipo comercial. Con frecuencia, los encargados de formular políticas y normas consideran que las políticas que promueven los proyectos de energía renovable son "inversiones" ecológicas por sus efectos positivos sobre el medio ambiente, ya que este tipo de proyectos prácticamente no generan emisiones atmosféricas.

Otros aspectos de las políticas que pueden contribuir a que los proyectos de energía renovable resulten más atractivos tienen que ver con cuestiones ambientales, como el calentamiento de la Tierra y los convenios internacionales sobre medio ambiente, que deberían impulsar a los encargados de la adopción de decisiones a elegir las tecnologías de energía renovable que tengan menores efectos sobre el clima. En los países en que este tipo de objetivos se han traducido en políticas o fuentes de financiamiento concretas (como ha ocurrido en los bancos multilaterales), las empresas de desarrollo de proyectos pueden verse favorecidas.

Cabe citar otros ejemplos de políticas de incentivos, como las tarifas especiales para la energía renovable, las exenciones tributarias, la reducción de los aranceles de importación o las subvenciones para los gastos de inversión (todos temas que serán enfrentado ampliamente en el próximo capítulo). En algunos países, las empresas o los gobiernos se han propuesto alcanzar determinados cupos para la capacidad de generación de energía renovable dentro del conjunto de las plantas de generación o han instituido créditos o incentivos para la producción.

Las empresas que desarrollan proyectos también deben ser conscientes de que —en determinados lugares— el entorno político es desfavorable para los proyectos de energía renovable y evaluar si las ventajas económicas de los proyectos compensan las dificultades que pueden causar ese tipo de situaciones. Lo dicho es válido especialmente en los países en que abundan los combustibles fósiles o éstos cuentan con subsidios importantes.

4. Fuentes de financiación: subvenciones, préstamos y acciones

La lista de fuentes de financiación que se presenta en los recuadros 4, 5 y 6, proporciona un panorama de los diversos servicios comerciales y fuentes de financiación disponibles para las actividades de energía renovable. Las fuentes se han dividido en las tres categorías principales siguientes, que corresponden a las diversas necesidades en materia de desarrollo de proyectos:

1) **SUBVENCIONES** (fondos blandos o concesionales para la evaluación previa a la inversión y apoyo a los proyectos) — Recuadro 4.

En esta sección se procura analizar no sólo los diversos factores y riesgos vinculados con la definición y evaluación de un proyecto, sino los que inciden en el apoyo que recibe en el transcurso de su desarrollo. Ello comprende desde el apoyo a las misiones comerciales iniciales hasta el financiamiento de los estudios de viabilidad, o la

Recuadro 4 Subvenciones

European Community Investment Partners (ECIP)

El programa ECIP es un instrumento financiero orientado a apoyar las sucesivas fases de diseño-creación-funcionamiento de empresas conjuntas, de proyectos de privatización y de proyectos relativos a infraestructuras privadas en los países en desarrollo de América Latina. El programa se dirige especialmente a las Pequeñas y Medianas Empresas (PyME); sin embargo, también pueden tener acceso a él las grandes empresas, siempre y cuando los proyectos presenten interés particular para el desarrollo del país.

ECIP opera desde 1988 y —a finales de 1995— se habían aprobado más de 1500 solicitudes de financiación por un importe superior a los 173 millones de ecus. El programa cuenta con:

- FACILIDAD 1: se refiere a la subvención del 50% de los costos elegibles para la identificación de proyectos o socios potenciales para empresas conjuntas;
- FACILIDAD 2: son anticipos sin intereses hasta el 50% de los costos, para estudios de viabilidad y proyectos pilotos (el aporte europeo puede llegar a 300.000 US\$);
- FACILIDAD 3: participación en el capital o préstamos participativos hasta el 20% de las necesidades de financiación para la creación de empresas conjuntas (hasta 1.1 millones US\$);
- FACILIDAD 4: se refiere a la subvención hasta el 50% de los costos de formación, asistencia técnica o asistencia en la gestión de las empresas conjuntas creadas.

ECIP funciona en todos los países de América Latina a través de una red de Instituciones Financieras (IF) colaboradoras, que tiene por objeto la descentralización de las actividades, de acuerdo a un espíritu de subsidiariedad.

E & C O, Energy Services

E&CO es una organización —sin fines de lucro— de servicios para la inversión en el sector energético. Proporciona asistencia técnica a proyectos rentables a nivel económico y ambiental en países en desarrollo. Contando con el soporte financiero de la Fundación Rockefeller, E&CO asiste a los patrocinadores del proyecto durante las primeras fases de un emprendimiento energético, proporcionando apoyo financiero para el desarrollo del proyecto, la asistencia técnica y los servicios profesionales y de gestión del proyecto.

El papel de esta organización es de apoyar la creación y desarrollo de iniciativas y/o empresas energéticas en países en desarrollo, con el objeto de prepararlas al financiamiento de sus proyectos por parte de fuentes de financiamiento multilaterales o bancos de desarrollo. E&CO tiene un programa de difusión ("outreach"), para focalizar empresas o proyectos con potencial interesante para la aplicación de fuentes nuevas y renovables y de la eficiencia energética en países en desarrollo que carezcan de capacitación para adquirir e implementar estas tecnologías.

La evaluación inicial de las propuestas se hace sobre la bases de los siguientes criterios:

- el proyecto tiene que presentar evidentes beneficios sociales y ambientales, además de ser competitivo con tecnologías convencionales;
- el proyecto tiene que aplicar un enfoque o una tecnología innovativa para la generación y/o la utilización de la energía;
- el proyecto tiene que ser bien diseñado e involucrar personal de reconocida capacidad profesional;
- el proyecto tiene que presentarse como "económicamente autosuficiente", para atraer la inversión privada en las fases finales de su desarrollo.

Global Environmental Facility (GEF)

El GEF proporciona subvenciones ("grants") para la inversión en proyectos, asistencia técnica e investigación, para cubrir los "costos incrementales" de actividades con beneficios ambientales globales. GEF es un programa conjunto del Banco Mundial (BM), del UNDP y del UNEP. GEF difiere de los programas tradicionales del BM en que: a) la facility financia proyectos orientados solamente a resolver problemas ambientales; b) GEF permite también a países de "middle-income" (como Honk Kong) de pedir prestamos a intereses bajos. De particular interés para empresas de energías renovables, GEF tiene un Programa de Pequeñas Donaciones ("Small Grants Program") para proyectos de tamaños inferior a los 50.000 US\$, propuestos por ONG y comunidades locales.

Los proyectos propuestos tienen que ser innovativos y demostrar la efectividad de una particular tecnología o de un método. Los proyectos apoyados por el GEF también tienen que contribuir al desarrollo, al conocimiento, a la creación y a la diseminación de resultados. Los fondos son entregados en forma de donaciones y

(Conclusión)	
<p>pueden ser sumados a programas de asistencia bilateral o multilateral ya existentes.</p> <p style="text-align: center;">Investment Feasibility Study Facility (IFSF)</p> <p>El IFSF es un fondo revolvente de 1 millón de US\$ —puesto en operación por el UNDP— que financia estudios de factibilidad orientados a asesorar iniciativas de inversión en países en desarrollo. Los estudios tienen que ser apoyados por una institución financiera de desarrollo o un institución financiera privada. El gobierno local tiene que apoyar la propuesta y/o hacer un pedido oficial al PNUD.</p> <p>Todos los actores involucrados tienen que tener claro que el costo del estudio será reembolsado al UNDP por parte de la institución financiera que patrocina el proyecto; si el estudio no lleva a ninguna inversión por parte de la institución financiera, el costo será absorbido por el IFSF.</p>	<p style="text-align: center;">Multilateral Investment Fund (MIF)</p> <p>El MIF —administrado en forma conjunta por el BID y el IIC— es un instrumento basado sobre el mercado para asistir en la absorción de los costos económicos y sociales de la privatización en América Latina y el Caribe. Este fondo —de 3.1 billones de US\$— está concebido para la ampliación de la participación en la economía privada, en particular de los grupos sociales que han quedado afuera del flujo del desarrollo económico.</p> <p>Dependiendo de los casos, el MIF participa financieramente, ya sea como institución de desarrollo o como fondo de capital de riesgo. El MIF focaliza sus actividades en la institución de nuevas empresas, en la innovación y en actividades con valor demostrativo a lo largo de la región. El financiamiento del MIF se proporciona a las compañías generalmente en forma de "grants".</p>

capacitación. Como se ha indicado, también podría incluir apoyo técnico de laboratorios nacionales o apoyo local de alguna organización no gubernamental.

2) **PRESTAMOS** (financiación mediante endeudamiento comercial, gubernamental o de bancos multilaterales de desarrollo) — Recuadro 5.

Endeudamiento es un término muy amplio que puede referirse tanto a un préstamo a 180 días con garantía de las cuentas por cobrar de una pequeña empresa de Arequipa como a la financiación de grandes volúmenes de exportación a través del Banco de Exportación e Importación de Estados Unidos (EXIM Bank). Como en este sector predominan los proyectos más pequeños —cuya financiación mediante las fuentes convencionales es más difícil— se hará hincapié en los programas y fuentes predisuestas a prestar asistencia a los proyectos de energía renovable. En esta sección se hace referencia a dos fuentes importantes de financiación mediante endeudamiento: las instituciones multilaterales y las fuentes comerciales. En cuanto a las fuentes comerciales, ya se ha señalado que sólo se destacarán las que han tenido una actividad importante en este sector.

3) **ACCIONES** (participación en el capital societario) — Recuadro 6.

Como ocurre con la financiación mediante endeudamiento, las inversiones en acciones de capital en los proyectos de energía renovable provendrán de fondos que estén predispuestos a apoyar este tipo de proyectos. La mayoría de las fuentes son las mismas, aunque existen fundaciones —como la Fundación Rockefeller— que apoyan activamente estos proyectos o invierten en ellos a través de algunos de sus programas. Entre estas fuentes de inversión en acciones de capital, predominan las que cuentan con el respaldo directo de Gobiernos o de bancos de desarrollo multilaterales. Al contar con una fuente de fondos mixta y la seguridad adicional que ello significa para los

Recuadro 5 Préstamos

Banca Europea de Inversiones (BEI)	Caribbean Development Bank (CDB)
<p>La Banca es propiedad de los Estados Miembros de la Unión Europea, los cuales han suscrito su capital. A partir de 1993, el BEI ha sido autorizado a financiar <u>proyectos de interés común</u> en aquellos países de América Latina y Asia que tienen en vigor un acuerdo separado de cooperación con la UE. Entre los <u>proyectos de interés común</u>, destacan los proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • con elevado contenido de transferencia tecnológica, • que conlleven mejoras ambientales (energías renovables, etc.) <p>El tamaño de los proyectos es de mediano a grande, ya que el límite inferior de la financiación es de 15 millones de US\$ (hasta 800). Los préstamos son a largo plazo (10 a 18 años), con periodo de gracia de 5 años y con monto participativo de hasta un 50% del costo del proyecto.</p> <p style="text-align: center;">Corporación Andina de Fomento (CAF)</p> <p>La CAF proporciona apoyo financiero y técnico para un amplia gama de sectores industriales de los países andinos (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú & Venezuela). Financiación a corto o largo plazo está disponible por medio de varios programas operativos de la CAF, incluyendo cooperación técnica, prestamos de pre-inversión, préstamos de ejecución de proyectos, participación en acciones de capital en cooperaciones andinas de tipo multinacional y financiamiento comercial.</p> <p>La CAF puede suscribir acciones en corporaciones nuevas o existentes al interior de la región, cuya propiedad sea de inversionistas de 2 ó más países andinos. La institución considerará proyectos en los cuales el capital pagado por parte de los inversionistas, excluyendo CAF, es por lo menos el 40% del costo del proyecto. La participación en acciones de la CAF es limitada al 20% de un capital accionario corporativo eligible o 200.000 US\$ (cualquier sea el valor menor).</p> <p>Las compañías en condición de acceder al financiamiento de los programas de la CAF, tienen que hacer una solicitud a través de la oficina del representante local de la institución andina.</p>	<p>En asociación con el Mercado Común del Caribe (CARICOM), la Banca Caribeña de Desarrollo ofrece financiamiento a largo-plazo para la ejecución de proyectos en la sub-región. Con sus 210 millones de US\$ en recursos de capital, la Banca provee préstamos y letras de crédito para proyectos de inversión privada en los sectores: forestal, pesquero, minero, turístico y manufacturiero.</p> <p>Están disponibles fondos para el financiamiento de estudios de prefactibilidad y factibilidad. Los préstamos varían entre los 750.000 US\$ hasta un máximo de un 40% del costo del proyecto. Los préstamos están disponibles a 10 y 15 años, con un periodo adicional de gracia de 5 años. Debido a que los préstamos están en moneda local, el acreedor debe asumir los riesgos relacionados a la devaluación monetaria.</p> <p>La Banca otorga prioridad a empresas pertenecientes a países caribeños, pero también están disponibles fondos para países extranjeros, en particular modo en caso de proyectos de desarrollo de exportaciones, transferencia de tecnología y utilización de materia prima local.</p> <p style="text-align: center;">Banco CentroAmericano de Integración Económica (BCIE)</p> <p>El BCIE es una fuente de asistencia financiera para los gobiernos miembros del "Mercado Común Centroamericano" (i.e. El Salvador, Guatemala, Honduras, Costa Rica, Nicaragua), para apoyar proyectos de desarrollo regional. El programa de Reactivación Industrial del BCIE, proporciona financiamiento y asistencia técnica para el desarrollo de proyectos industriales; desde 1963, el programa ha desembolsado 245 millones de US\$ para proyectos.</p> <p>Los proyectos elegibles deben incluir iniciativas de desarrollo industrial que contribuya al comercio regional y extra-regional, utilice capacidad regional existente y genere empleo. Están disponibles fondos para financiar estudios de factibilidad, capital de trabajo, asistencia técnica y "procurements". Los préstamos se distribuyen a través de los Bancos Centrales de los Estados miembros.</p>

(Continuación)

Corporación Financiera Ambiental (CFA)

Se trata de un fondo de inversión de 10 millones de US\$ orientado a los pequeños negocios ambientales en América Central. El instrumento es manejado por el Fondo de Asistencia para Empresas Ambientales (EEAF) de Costa Rica (véase recuadro 6). Los principales inversionistas del fondo son el MIF (BID), el Gobierno de Suiza y fondos nacionales de Suecia y Holanda.

Banco Interamericano de Desarrollo (BID)

Desde su fundación, el BID ha sido el mayor prestamista a sus países miembros de América Latina y el Caribe. Sumando los préstamos y la cooperación técnica, el BID ha acumulado 56.8 millones de US\$ a final de 1992. Ha sido la mayor fuente de financiamiento para proyectos de asistencia técnica en América Latina, básicamente en el desarrollo industrial y la planificación de grandes infraestructuras.

Las empresas interesadas en participar en un proyecto, tienen que someterse a licitaciones internacionales, en el marco de un proceso de evaluación competitiva coordinada entre el gobierno huésped del proyecto y el BID. El "Data on Consultants" (DACON) es una base de datos que contiene información actualizada sobre las firmas elegibles para asistir las operaciones financiadas por el BID.

Inter-American Investment Corporation (IIC)

La IIC es una afiliada del BID, que proporciona financiamiento para proyectos de inversión privada en América Latina. El objetivo principal de la IIC es promover el desarrollo de empresas o iniciativas privadas en países de la región. Con este objeto, proporciona préstamos incluyendo deuda subordinada y convertible, hasta 10 millones de US\$ por proyecto. IIC también ofrece asesoría financiera para la preparación de estudios de factibilidad.

Los préstamos del IIC son en dólares americanos, por un período máximo de amortización de 12 años incluyendo un período de gracia de 5 años. Los préstamos pueden ser otorgados:

- a una tasa fija, basada sobre tasa del Tesoro de Estados Unidos, más un margen; o
- a una tasa variable basada sobre el índice LIBOR a seis meses, más un margen.

El financiamiento de nuevos proyectos en la región puede cubrir hasta un 33% de los costos totales de las nuevas inversiones y hasta un 50% para la expansión de proyectos existentes. El financiamiento no está condicionado a las garantías del Estado y puede ser usado para cubrir costos locales o extranjeros, incluyendo activos fijos, capital de trabajo y gastos de pre-operación.

IIC evalúa sus proyectos desde el punto de la sostenibilidad ambiental, además de su rentabilidad financiera. Solo empresas de tamaño pequeño a mediano son elegibles y se requiere una participación local en la propiedad del 51% (a lo menos). Los proyectos elegibles deberían satisfacer uno o más de los siguientes criterios de factibilidad y eficiencia económica:

- asistir a la promoción de recursos naturales, materiales y humanos en los países miembros;
- proporcionar incentivos a la creación de empleos;
- promover el ahorro y el uso de capitales en inversiones productivas;
- asistir en la inversión o ahorro de divisa extranjera;
- estimular la capacidad de gestión y la transferencia de "know-how" tecnológico;
- movilizar una mayor participación pública en la propiedad de empresas.

International Finance Corporation (IFC)

El IFC es miembro del grupo World Bank e invierte en iniciativas privadas en países en desarrollo, ofreciendo financiamiento en acciones y préstamos sin las garantías gubernativas, pero siempre en colaboración con otros inversionistas y en calidad de partner minoritario. El IFC busca partner en países industrializados y en desarrollo, con los cuales la corporación pueda formar "joint-ventures" para la implementación de proyectos. El rango de las inversiones del IFC varían entre 4 a muchos centenares de millones de US\$; IFC puede financiar, de diferente manera, hasta un 25% del costo de un proyecto.

Banco Mundial (WB)

El Banco Mundial financia proyectos en países en desarrollo, haciendo grandes préstamos con larga maduración (15 a 20 años) y período de gracia (5 años). En 1996, el WB aprobó 54 proyectos, sumando 4.4 billones de US\$ en la sola región latinoamericana.

El grupo del Banco Mundial ha reconocido que la protección ambiental es un componente clave para el desarrollo sostenible. Por esta razón

(Conclusión)	
<p>muchas unidades del grupo están trabajando en forma conjunta para apoyar el programa específicamente dedicado a la fuente renovables: The <u>Solar Initiative</u>. Este termino se refiere al esfuerzo conjunto de todas las unidades del banco e incluye todas la fuente renovables (con la excepción de la energía hidroeléctrica y la geotermia de larga escala). La Solar Initiative tiene dos objetivos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • preparar y financiar proyectos y aplicaciones comerciales o "casi-comerciales"; • facilitar un programa internacional de investigación, desarrollo y demostración. 	<p>La última función permite al Banco apoyar proyectos que pueden no representar la opción de "mínimos costos", pero que puede potencialmente entregar significativos beneficios ambientales y catalizar el desarrollo del mercado. Dos mayores sectores para éste objetivo son: A) los proyectos de larga escala y conectados a la red y B) los proyectos de pequeña escala y no conectados. Con el soporte financiero de la IFC, la Solar Initiative ha financiado muchos proyectos de tipo A) en América Latina; estos incluyen algunos interesantes proyectos de cogeneración hidro + bagazo entre 10 y 80 MW.</p>

inversionistas, las tasas de interés efectivas que debe pagar el inversionista disminuyen.



Resulta alentador comprobar que el sector de las renovables cuenta con cada vez más fuentes de financiación. La lista que se incluye en los recuadros 4, 5 y 6 no es en absoluto exhaustiva. Se están creando docenas de programas que podrían prestar asistencia a los proyectos de energía renovable y en particular a la geotermia. Se trata de instituciones y programas cuyas actividades se centran en determinados sectores o países. En cuanto a los recursos comerciales, algunas instituciones se han mostrado dispuestas a prestar asistencia al desarrollo de proyectos geotérmicos. Se ha tratado de incluir la información más actualizada sobre los servicios y fuentes que han estado prestando asistencia al sector de la energía renovable. También se ha procurado realizar una descripción somera de estos fondos y servicios (sobre la base del material disponible, que a la fecha se considera digno de fe) a fin de proporcionar al lector una idea sobre toda la gama de alternativas de financiamiento de que dispone. No obstante, la inclusión de la lista de ninguna manera tiene por objeto promocionar a dichas empresas o servicios. Las empresas que desarrollan proyectos que deseen informarse sobre las condiciones y contactos actuales de esas organizaciones deberían comunicarse directamente con ellas. Las modalidades del sector se modifican permanentemente y pueden cambiar muchísimo de un proyecto a otro.

Todas las instituciones financieras a que se ha hecho referencia tienen motivaciones diferentes y van desde las fundaciones "altruistas" hasta los inversionistas de capital "oportunistas". Comprender dichas motivaciones ayudará a las empresas que desarrollan proyectos a localizar las fuentes más adecuadas o adaptar los proyectos a las preferencias de la institución financiera de que se trate. Las motivaciones de los proveedores de servicios de desarrollo de proyectos se fundarán en los objetivos enunciados en el proyecto (transferencia de tecnología, mitigación del cambio climático mundial, desarrollo económico regional, etc.). Si bien estarán dispuestos a aceptar mayores niveles de riesgo de proyecto, la mayoría se inclinará cada vez más por los proyectos que satisfagan determinados requisitos mínimos en cuanto al financiamiento comercial.

Recuadro 6
Acciones de capital

Global Environment Facility

El Fondo (a no confundirse con el GEF, constituido por UNDP y WB) capitalizado con 70 millones de US\$, invierte en compañías privadas o proyectos que operan en los mercados emergentes de los países asiáticos, latinoamericanos, este-europeos y medio orientales. El Fondo se orienta a empresas/proyectos/privatizaciones con vocación ambiental, con particular enfoque en la distribución del gas natural, la generación independiente de energía (IPP), la gestión sostenible de los recursos hídricos y de los residuos y toda clase de servicios ambientales relacionados. El Fondo busca oportunidades de coinversión particularmente con empresas estadounidenses establecidas, en forma de joint-venture o partenariado operacional, también con firmas locales.

Renewable Energy & Efficiency Fund (REEF)

Este fondo (de reciente creación) tiene por objeto financiar proyectos de energías renovables y de eficiencia energética en América Latina. El fondo, con sede en Washington, es manejado por Energy Investors Fund, ABN-Amro Bank, EEAF y E&CO. La IFC del Banco Mundial también apoya financieramente la iniciativa. Se prevé un comienzo operativo del fondo durante la segunda mitad de 1998.

Proven Alternatives (PACC)

Se trata de una empresa independiente proveedora de servicios de gestión energética, que ofrece capitales para iniciativas en éste rubro a través de su subsidiaria bancaria comercial, Proven Alternatives Capital Corporation (PACC). El término "gestión energética" involucra toda clase de servicio a clientes industriales, incluyendo eficiencia energética y cogeneración. Combinando capitales institucionales con sus propios recursos, PACC organiza programas de financiamiento de larga escala; por ejemplo, la reciente creación de un "pool" de inversionistas por un monto de 30

millones de US\$ (con el importante apoyo de la Banca Paribas), representa el más grande financiamiento (en ausencia de recursos propios) en el sector de los servicios energéticos.

Fondo de Asistencia para Empresas Ambientales (EEAF)

El EEAF es una corporación sin fines de lucro que pone a disposición capital de inversión en forma de acciones y/o de deuda, para la implementación de tecnologías energéticas limpias (fuentes renovables, eficiencia energética, etc.) en países en desarrollo. También proporciona —en forma limitada— servicios de asesoría empresarial a compañías involucradas en estas tecnologías.

El fondo pone a disposición capitales en forma de préstamos directos, acciones de capital y asistencia técnica en proyectos ambientales comercialmente viables. Los fondos de inversión locales son utilizados para "transferir" responsabilidad a personeros e instituciones en el país huésped, en lo que se refiere a la identificación, desarrollo, financiamiento y monitoreo de proyectos. Los paquetes ("packages") financieros varían de 150.000 a 5 millones de dólares, aunque el Fondo puede cofinanciar proyectos más grandes.

EEAF y sus subsidiaria en Costa Rica (Empresas Ambientales de Centro América); establecieron un fondo de inversión de 10 millones de US\$ para negocios ambientales, incluyendo fuentes renovables y la eficiencia energética. Para acceder al Fondo, son elegibles solamente actividades con características ambientales; el proyecto potencial es comparado con actividades que podrían, de otra manera, seleccionarse para lograr el mismo resultado. No se requiere solicitud formal; es suficiente una carta (que proporcione información sobre el proyecto) y un detallado estudio de factibilidad para iniciar la discusión sobre la participación de EEAF en al iniciativa.

Las condiciones básicas que deben cumplir los proyectos para las instituciones de crédito son las siguientes: seguridad del proyecto en el largo plazo y confianza en la capacidad de reembolso. *Importa más la confianza en la capacidad de cumplir con los servicios de la deuda y la protección de los activos que la rentabilidad del capital.* En la mayoría de los casos, las instituciones que aportan financiamiento mediante endeudamiento no evalúan el potencial futuro del proyecto. Más bien se preocupan sólo

de los aspectos que pueden malograrse (con excepción de la deuda convertible). Para estas instituciones, la estructura jurídica y la confianza en los contratos, la tecnología y la gestión del proyecto tendrán la máxima importancia.

Los inversionistas en acciones de capital comparten muchas de las preocupaciones de los bancos, pero para ellos la prioridad más importante es lograr la mayor rentabilidad posible durante un período prolongado y asegurarse una estrategia de salida viable. La mayoría de los que participan pasivamente en los proyectos de energía en los países en desarrollo mediante inversiones en acciones de capital pretenden una rentabilidad mínima de 20% a 30% (según el país) y realizar su capital al cabo de cinco a siete años. Comprender las preferencias de los inversionistas en acciones de capital por un país, una tecnología o un sector determinados puede ser esencial si se desea dar con los "candidatos ideales" y captar sus inversiones, especialmente cuando se trata de fondos de inversión "sociales" respaldados por fundaciones.

Otros proveedores de servicios financieros y comerciales necesitan confiar en que la empresa que desarrolla el proyecto tenga la capacidad de pagar por sus servicios. Estos actores tratan de asegurarse de que la empresa que desarrolla el proyecto haya elaborado un presupuesto en que se prevean los recursos necesarios para finalizar el proyecto, incluyendo una reserva por imprevistos del 10%. Para los agentes que proveen seguros contra los riesgos políticos o de gestión y otras relaciones activas, la preocupación es que la capacidad de pago y de gestión sea suficiente para que no se produzcan reclamaciones.

IV. MARCO REGULATORIO PARA EL DESARROLLO DE LAS FUENTES RENOVABLES: EL CASO DE LA GEOTÉRMIA

Antes de entrar en la especificidad del problema regulatorio, es importante precisar algunos conceptos que hacen a la esencia de la actividad geotérmica y que serán utilizados recurrentemente en el texto.

- Recursos geotérmicos: energía térmica derivada del calor de la tierra que se extrae a través de los fluidos geotérmicos.
- Fluidos geotérmicos: fluidos, con eventuales sustancias asociadas, que derivan de procesos naturales o artificiales de acumulación y calentamiento del subsuelo.
- Fluidos geotérmicos de baja temperatura o entalpía: fluidos que presentan una temperatura inferior al punto de ebullición en la altitud de manifestación.
- Actividad geotérmica: conjunto de operaciones referidas a la exploración y explotación de recursos geotérmicos.
- Exploración: conjunto de operaciones que tienen por objetivo definir la existencia y cantidad de los fluidos geotérmicos.
- Instalación: conjunto de operaciones, obras de construcción y puesta en marcha del sistema de extracción y transformación de los fluidos en energía geotérmica.
- Explotación: conjunto de operaciones necesarias para la producción industrial de los fluidos geotérmicos.
- Proyecto geotérmico: conjunto de operaciones, obras de infraestructura necesarios para la producción y utilización de la energía contenida en fluido geotérmico.
- Recursos geotérmicos en cantidad comercial para generación de electricidad: cantidad de fluido geotérmico, a una temperatura superior a los "X" grados centígrados, necesaria para generar "Y" MW de capacidad instalada. Esto varía según el tamaño y calidad de los recursos y las tecnologías disponibles.

1. El papel del marco regulatorio: un enfoque general

Uno de los obstáculos más relevantes para el aprovechamiento de los recursos geotérmicos en América Latina es la ausencia de un marco legal. No existen leyes ad hoc —actualmente operativas— orientadas específicamente al desarrollo de la geotermia; la única Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos es la del Perú, recientemente aprobada (Agosto de 1997) pero no operativa, debido a la ausencia de un reglamento. En los otros países de la región, los estados no se comprometen en la promoción del recurso o los marcos regulatorios son insuficientes; en algunos países de la región (Chile y Nicaragua) existen ante-proyectos de ley que se encuentran esperando el pronunciamiento de las comisiones dictaminadoras de los parlamentos. Los asuntos cruciales que concentran la atención parlamentaria son cómo deben otorgarse los recursos y que tipo de incentivos debe otorgarse a la inversión privada.

Comparando las experiencias de países que —desde más de una década— están explotando los recursos geotérmicos (Italia, USA, Islandia, Filipinas, etc.), resulta evidente que la vigencia de un marco regulatorio claro y moderno, es necesaria para el desarrollo sostenido y productivo de la geotermia. En el recuadro 7 se presenta un análisis comparativo de 4 leyes geotérmicas con diferente historial y resultado: la ley de Chile (en el parlamento desde 1991 y todavía en discusión), la ley del Perú (aprobada en 1997, pero no operativa), la ley de Guatemala (recientemente anulada por inoperatividad) y la ley de Italia (que permitió un fortísimo desarrollo de la geotermia en la década de los '80).

En términos generales, debería existir una "Ley Marco" para el desarrollo de la geotermia que abarque todos los usos posibles (alta y baja entalpía) dejando, conforme evolucionen las experiencias nacionales, para la vía reglamentaria las normas específicas que serían necesarias para cada uso en particular. Por esta vía deberían abordarse también, los problemas relativos al impacto ambiental.

La ley o debería establecer que la geotermia es de utilidad pública; esto significa que la exploración y explotación predominan sobre otras actividades en las áreas que son concedidas para estos efectos, con las compensaciones debidas por los eventuales derechos afectados.

Los marcos regulatorios para el desarrollo de la geotermia deberían comprender todos los usos, con excepción de las aguas termales con fines turísticos y minero-medicinales. La diversificación que ofrecen los usos de los recursos geotérmicos (alta y baja entalpía) es muy amplia por lo que no sería conveniente crear rigideces de carácter normativo. Es preferible contar con dispositivos de carácter general dejando para los reglamentos las particularidades de los usos específicos.

Debería regularse, por tanto, la exploración y explotación de los recursos geotérmicos —que pueden aprovecharse a partir de los 20 grados centígrados— para actividades como las siguientes:

- Producción de energía eléctrica.
- Calefacción de edificios, suelos e invernaderos.
- Piscicultura.
- Agroindustria.
- Refrigeración.
- Secado de material orgánico e inorgánico.
- Evaporación y destilación.
- Producción industrial de compuestos químicos.
- Fermentación.
- Otras aplicaciones industriales, comerciales o residenciales.

2. El problema institucional

La ley debería definir la autoridad que ejerce la soberanía sobre los recursos geotérmicos y los organismos competentes encargados del otorgamiento de los títulos

Recuadro 7

Matriz de comparación de leyes geotérmicas

	Chile (proyecto ley)	Perú	Guatemala (abrogada)	Italia
Incluye aguas termales	no	no		no
De público interés y utilidad		si	si	si
Ministerio encargado	Minería	Energía y Minas	Energía y Minas	Hacienda
Permisos de exploración	Si (concesión)	Si	Si	Si
Otorgamiento permiso por		Dir. General electricidad	Dir. General F.E.N.R.	Comité Geotérmico
Vigencia permiso (años)	5 + 2	Autorización 3 + 2	1 + 1	4 + 2
Concesión explotación	Si	Si		Si
Otorgamiento concesión	Ministerio Minería	Energía y Minas		Comité Geotérmico
Vigencia concesión (años)	definida en el contrato	30	(ver O.C.)	30 + 10
Contratos de asociación (j.o.c.)			Si	
Contratos de operaciones (o.c.)			25 años	
Contrato				
Amparo por el trabajo (en el contrato)	Si	Si	Si	Si
Impacto ambiental (en el contrato)		Si		Si
Regalías (en el contrato)		1% (sobre precio generación)	5% (sobre precio generación)	0.001 USD por Kwh producido
Electricidad al Estado (en el contrato)			Si (INDE)	Si (ENEL)
Garantías de cumplimiento (en el contrato)			Si	
Derechos de propiedad (en el contrato)	Si			
Aspectos impositivos				
Contribución a la capacitación de nacionales			1% del contrato	
Preferencia a bienes y personal nacionales	30% de la patente, a municipalidad		Si	
Régimen tributario vigente	SI	SI	SI	SI
Tasa de suscripción			SI	
(explotación) Tasa de superficie (explotada)	0.1 UTM/hec 0.1 UTM/hec	0.05% U.T año/hect.	SI	100 USD/km 200 USD/km
Incentivos				
Régimen de liberación		Si	Si	
Contabilidad en moneda extranjera		Si		
Reembolso por perforaciones exploratorias				éxito: 25% positivo 75% negativo
Gastos de exploración amortiguados		5 años		
Otras				
Disposiciones reglamentarias		120 días	90 días	180 días
Derecho sustitución		Si		

y de la supervisión de las actividades geotérmicas. Los organismos competentes — jurídicos, técnicos y administrativos— que constituyen la Autoridad Geotérmica representan a la Nación y ejercen sus facultades y atribuciones mediante actos y procedimientos definidos por ley.

La jurisdicción geotérmica debería comprender las atribuciones y funciones específicas que se concentran en una sola Autoridad Geotérmica para todos los efectos; es decir, la Ley debería definir la instancia que: califica a los titulares de actividades geotérmicas, tramita de denuncios y petitorios, otorga los títulos, resuelve de recursos de queja, apelación y/o revisión, precisa la última instancia para estos efectos y declara la caducidad de los títulos.

La instancia debería además: configurar y administrar el Catastro de Recursos Geotérmicos, llevar el registro de los Títulos Geotérmicos, fiscalizar las obligaciones asumidas por los titulares, la calidad de las operaciones geotérmicas y los eventuales impactos sobre el medio ambiente. La fiscalización se ejerce mediante la definición de normas y estándares objetivos.

Debería existir solamente una instancia de supervisión y resolución de conflictos relacionados con la protección del medio ambiente. La Ley establece la instancia institucional que promueve la prospección e investigación geotérmica para promover un mejor conocimiento de las potencialidades existentes, orientar a los inversionistas y garantizar una mayor difusión e incorporación del progreso técnico.

3. Títulos geotérmicos

El título geotérmico nace de un acto gubernativo, que debería comprender permisos, autorizaciones, licencias, concesiones o contratos para la ejecución de las operaciones conforme a lo dispuesto por ley.

El título geotérmico por tanto, constituye una forma especial de propiedad que difiere de la propiedad común al estar sujeto a condiciones, obligaciones y atribuciones fijadas por el Estado. La ley precisa quienes y en qué condiciones pueden acceder a los títulos geotérmicos, los cuales deberían otorgarse por plazos y dimensiones geográficas definidos. Los títulos geotérmicos pueden ser de exploración y explotación, mientras debería ser absolutamente libre el cateo, reconocimiento o prospección de los recursos geotérmicos, sin afectar los derechos existentes

Los títulos geotérmicos deberían otorgarse bajo los siguientes principios:*

- "Igualdad", que implica entregar el título sólo bajo las condiciones que señale la ley y por la vía que defina la autoridad geotérmica.
- "Amparo por el trabajo ", que supone la ejecución de las obligaciones que señala el Estado como soberano de los recursos.
- "Transparencia", que implica la no aplicación de normas discrecionales o arbitrarias en el otorgamiento de los títulos.

*CEPAL, Informe sobre el Seminario de Modernización de la Legislación Minera en los países de América Latina y el Caribe, página 2. Documento LC/R.1500, Santiago, Chile. 28 de febrero de 1995.

- "Celeridad", sustentado en la fijación de plazos específicos, presunción de veracidad, silencio administrativo positivo y en la simplificación eficaz de los procedimientos. El silencio administrativo positivo no exime de responsabilidad a los funcionarios involucrados.
- "Preferencia", para proteger los derechos del descubridor.
- "Exclusividad", para garantizar que en cada área exista un sólo título geotérmico.
- "Publicidad", que garantiza la máxima difusión del título otorgado.
- "Asistencia técnica", para asegurar el acceso al debido procedimiento.

Los títulos geotérmicos deberían formalizarse mediante contrato público y se registran en las instancias competentes que define la Ley. El Estado garantiza la seguridad jurídica de los títulos geotérmicos. La ley precisaría las instancias de tratamiento de conflictos de diferente índole (jurídicos, técnicos, ambientales, económicos etc.) y las instancias y procedimientos para su resolución.

4. Derechos y obligaciones

Por lo que se refiere a los derechos, el titular debería gozar de la exclusividad del título geotérmico sin más limitaciones que las que defina la ley. El titular, además, puede acumular, ceder o renunciar a sus derechos en las condiciones que señale la ley. La Autoridad geotérmica protege respecto de la eventual superposición de derechos.

El titular también debería tener: a) el derecho a información de los organismos competentes y al pleno cumplimiento del debido procedimiento; b) la facultad de acceder a las áreas físicas legalmente habilitadas donde se encuentran los recursos o que se presume geológicamente que existen; c) la facultad, de acuerdo a la ley, para solicitar a la autoridad competente la expropiación de los inmuebles que fueran necesarios para el desarrollo de las actividades geotérmicas; d) la libertad para realizar todos los trabajos, obras y labores que permitan ejercer las atribuciones de los títulos otorgados, en concordancia con las tecnologías más eficientes disponibles y en armonía con el medio ambiente; e) el derecho de propiedad, sin más restricciones que las que señale la ley, sobre los recursos que se obtengan dentro de las áreas otorgadas.

Por otro lado, la vigencia del título geotérmico está condicionada al cumplimiento de las obligaciones (programa de trabajo, calendario de inversiones y otros) contenidas en el contrato suscrito con la Autoridad Geotérmica. El principio de "amparo por el trabajo" debería acreditarse mediante el pago de una patente anual, por unidad de superficie, y a través de la comprobación objetiva y veraz de los trabajos, obras y labores inherentes al título otorgado, garantizando la protección del medio ambiente y proporcionando información veraz en la oportunidad y condiciones que señale la Ley.

Evidentemente que el incumplimiento de las condiciones establecidas en el contrato determinaría la caducidad del título.

5. Regímenes económico y ambiental

a) Régimen ambiental

La actividad geotérmica debería regirse por las normas generales contenidas en los códigos que regulan la protección del medio ambiente pero sería importante consignar en la ley los criterios que tienen relación con sus particularidades.

Podrían considerarse especificidades relativas a aspectos tales como los siguientes:

- Autoridad(es) ambientales competentes.
- Concepto de acciones de protección y degradación ambientales.
- Niveles máximos permisibles de alteración del ambiente y de los ecosistemas en general.
- Procedimiento para la generación de normas ambientales y participación de los involucrados.
- Auditorías ambientales basadas en normas y guías establecidos por la Autoridad Geotérmica.
- Atribuciones de los auditores ambientales.
- Garantías sobre la estabilidad de los procedimientos administrativos ligados con la protección ambiental.

Junto con la solicitud de un título geotérmico y el programa de trabajo que acompaña al petitorio, debería presentarse un "Estudio de Evaluación Preventiva" (EEP) sobre el impacto o las alteraciones que las operaciones consideradas podrían ocasionar, precisando también las "Acciones de Recuperación Ambiental"(ARAs) que se propone realizar.

El Estudio de Evaluación Preventiva (EEP) debería comprender, entre otros, los siguientes aspectos:

- Descripción detallada (planos y mapas al 1:25000) de las plantas y obras de infraestructura.
- Cuadro de referencia ambiental con datos meteo-climáticos, clasificación de suelos, características geolitológicas, físicas y químicas de las capas superficiales.
- Estado de la calidad de la atmósfera, del ambiente hídrico, vegetación, flora, fauna, ruido, radiaciones y salud pública.
- Descripción de los indicadores económicos y sociales, relacionados con el mercado de trabajo y los problemas demográficos del área comprendida en el petitorio, antes y después de la instalación y operación del proyecto.
- Tipo y calidad de desechos y emisiones previstos.
- Evaluación de toda clase de efectos sobre el medio ambiente en relación a la tipología y magnitud de los trabajos a ejecutarse.
- Descripción de los potenciales inquinantes, con mediciones referidas a concentración, toxicidad y tiempos de tolerancia.
- Probabilidad y técnicas de contención de emisiones accidentales.

- Composición química de los fluidos extraídos y su destino, además del análisis de los riesgos para el agua de la falda acuífera.
- Índices de los niveles de ruidos antes y después de la instalación del proyecto.
- "*Acciones de Recuperación Ambiental*" (ARAs) al concluir las actividades geotérmicas.
- Procedimientos para el abandono de los pozos.

b) Régimen económico

La *libertad de empresa* se ejerce en el marco de la explotación racional de los recursos y el interés nacional. El Estado debería garantizar el desarrollo de los recursos bajo cualquiera de las formas empresariales que señale la Ley y los nacionales y extranjeros deberían tener los mismos derechos y obligaciones. El Estado no ejerce ningún tipo de discriminación frente a la inversión extranjera, en cualquiera de sus modalidades.

La autoridad geotérmica debería poder ejecutar programas de prospección exclusiva de recursos sólo cuando exista partida presupuestal específica o fondos de cooperación internacional en plazos y condiciones claramente delimitados. Los resultados de los estudios serían puestos a disposición de los inversionistas privados mediante subasta pública.

En casos especiales la Autoridad puede señalar reservas o áreas protegidas o de restricción a la actividad geotérmica por razones de interés nacional (preferencia de otras actividades productivas, seguridad, protección de ecosistemas etc.).

Los titulares de cualquiera de las fases de la actividad geotérmica se consideran como personas jurídicas y están sujetos al *régimen tributario* común. En los contratos se especificará el régimen aplicable al momento de la suscripción. La tributación sólo es aplicable a los resultados del ejercicio económico y la a contabilidad deberá poderse llevar en moneda extranjera

La amortización de los gastos de exploración, costos financieros y demás, autorizados por la ley, se amortizarían mediante la aplicación (alternativa) de uno de los métodos siguientes:

- Unidad de producción a lo largo de la vida útil del campo geotérmico.
- Amortización lineal mediante deducción en partes iguales durante un período fijado por ley.

El reglamento se encargaría de establecer los procedimientos para estos efectos y el método elegido se conviene en el Contrato. En el recuadro 8 se presentan los aspectos básicos que debería contener un reglamento relativo al aprovechamiento de los recursos geotérmicos.

Recuadro 8

Aspectos reglamentarios

Es importante que la ley fije un plazo prudente (unos 6 meses) para la expedición del reglamento y de los dispositivos específicos que fueran necesarios. El reglamento debería considerar, entre otros, a los siguientes aspectos:

- Requisitos y procedimientos para la evaluación técnico-económica de los petitorios.
- Contenido de los programas de trabajo, en relación a la extensión y conformación de los campos geotérmicos, criterios de fiscalización.
- Criterios para la aprobación de los Estudios de Evaluación Preventiva.
- Criterios para definir la idoneidad técnica y financiera de los interesados.
- Procedimientos para el otorgamiento de títulos geotérmicos, modalidades de cesión, asociación y formas de transferencia de derechos.
- Criterios para pronunciarse sobre prórrogas y casos de reducción o devolución de parte o la totalidad del campo.
- Normas específicas relacionadas con la explotación de los recursos geotérmicos.
- Procedimientos e instancias contenciosas para la revocación de los títulos geotérmicos.
- Criterios y procedimientos aplicable para la ampliación de los campos geotérmicos.
- Disposiciones relacionadas con la re-inyección de fluidos en el subsuelo.
- Derechos y obligaciones de los inspectores de la Autoridad Geotérmica, casos de intervención, monitoreo etc.
- Criterios para definir los estándares de calidad de los equipos de control utilizados por los inspectores de la Autoridad Geotérmica.
- Criterios para definir los estándares de calidad de los equipos a utilizarse durante la perforación de los pozos y la fase de explotación de los recursos.
- Procedimientos contables aplicables a la actividad geotérmica.
- Procedimientos tributarios, arancelarios para el otorgamiento de los incentivos.

6. Criterios para la promoción de la inversión

Para promover la inversión deberían considerarse, entre otros, los siguientes incentivos (sintetizados en el recuadro 9):

- Deducción como gasto, durante la explotación comercial, de todas las partidas, debidamente autorizadas, que no puedan ser recuperadas: Derecho a recuperar todos los gastos de exploración —exitosos o no— y compensación entre actividades geotérmicas de las pérdidas arrastrables.
- Deducción del impuesto a la renta de los servicios prestados al titular, debidamente calificados por la autoridad competente, por personas jurídicas no domiciliadas en el país.
- Libre importación y liberación de derechos arancelarios y no arancelarios y de cualquier otro tributo a la importación de bienes de capital, equipos e insumos, debidamente calificados por la autoridad competente, durante el plazo de la autorización.
- Derecho a re-exportar los bienes de capital y equipos libre de todo tributo.
- Los cánones siempre serán una proporción de los impuestos a la renta pagados por los operadores geotérmicos. No se admitirán imposiciones al margen de los resultados del ejercicio económico.
- Deducción de regalías, si las hubiere, del impuesto a la renta.
- "Draw back ambiental" por constituir una fuente nueva y renovable de energía: deducción de todos los impuestos internos —tales como impuestos a

las ventas o al valor agregado— pagados durante las actividades de exploración y explotación.

- La tributación sólo gravará las utilidades no distribuidas cuando estas se apliquen a la exploración y/o ampliación de las actividades de explotación.
- No constituirán base imponible las inversiones realizadas en infraestructura de servicio público (impuestos al patrimonio, activos etc.)
- Las inversiones en obras de infraestructura de servicio público serán deducibles de la renta imponible.
- Liberación de los impuestos a las remesas de utilidades para los inversionistas extranjeros durante los primeros cinco años de la explotación comercial.

Los titulares de la actividad geotérmica podrán contratar seguros y reaseguros, interna y externamente, para cubrir el riesgo de la fase exploratoria. Sería importante examinar la posibilidad de establecer un "seguro geotérmico". El Estado debería otorgar contractualmente las siguientes **garantías** a los titulares de la actividad geotérmica:

- La actividad geotérmica no será objeto de discriminación alguna y tendrá la garantía al tratamiento más favorable vigente.
- Estabilidad de los procedimientos administrativos.
- Estabilidad tributaria: aplicación del régimen tributario vigente a la firma del contrato (ningún impuesto específico le es aplicable con posterioridad).
- Estabilidad cambiaria: estabilidad del régimen vigente a la firma del contrato. No discriminación en materia cambiaria: aplicación del tipo de cambio más favorable que corresponda.
- Estabilidad del tratamiento a la inversión y en particular al régimen que norma la remisión de utilidades y los compromisos financieros adquiridos en el exterior.
- Estabilidad comercial: libre disposición de los bienes resultantes de la explotación.
- Estabilidad crediticia: libre acceso al crédito interno y externo, sin más limitaciones que las existentes a la firma del contrato.

Estas garantías deberían otorgarse contra compromisos específicos de inversión y por plazos no menores a 10 años.

Recuadro 9	
Promoción de la inversión	
<ul style="list-style-type: none"> • Deducción como gasto de todas las partidas no recuperables. • Deducción de los servicios del impuesto a la renta. • Libre importación y liberación de derechos arancelarios. • Derecho de reexportar los bienes de capital y equipos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Deducción de las regalías. • "Draw-Back" ambiental. • Gravamen tributario sólo sobre utilidades no distribuidas. • Deducción de las inversiones en obras de servicio público. • Liberación de los impuestos a las remesas de utilidades.

V. EXPERIENCIAS DE CONTRATOS DE OPERACIÓN GEOTÉRMICA: EL EJEMPLO ASIÁTICO

En el sur-oeste de Asia, la tasa de crecimiento anual de generación de electricidad está en el rango de 10 a 15%. Resulta por tanto necesario el desarrollo de la generación —de alta intensidad de capital— y la consecuente expansión de la transmisión y distribución, lo que pone importantes problemas de financiación a los gobiernos. Como resultado, se observa una tendencia en abrir el sector de la generación al desarrollo productivo privado, a través de los esquemas Build-Own-Operate (**BOO**) y Build-Operate & Transfer (**BOT**); en ambos esquemas la Institución nacional o local de electricidad suscribe un contrato con un Productor Eléctrico Independiente (Independent Power Producer, **IPP**) para la compra de la electricidad en base a un "periodo de cooperación" pre-fijado y a un precio establecido.

Los proyectos geotérmicos privados están tomando importancia en muchas áreas de Asia. En particular en Filipinas e Indonesia —dos países con altísimo potencial geotérmico (4,000 y 15,000 MW respectivamente)— se ha verificado un agresivo desarrollo de estos recursos, de tamaño y procesos comparables, si bien bajo un diferente enfoque. El modelo de la Filipinas prevé la conservación —por parte del Estado— del desarrollo del campo (sistema BOT), mientras que el modelo de Indonesia permite al operador privado ("**developer**") tener el control y propiedad del campo así como de la planta (sistema BOO).

1. Tipología de proyectos privados

Un proyecto privado es definido como una actividad en la cual la ingeniería, la adquisición de materiales, la construcción (Engineering, Procurement & Construction, **EPC**) y el financiamiento están a cargo de un **developer** privado. Los ingresos del proyecto tienen que ser suficientes para cubrir los intereses y los principales pagos, así como proporcionar un razonable retorno sobre la inversión a los inversionistas.

Como antes se ha dicho, existen diferentes enfoques en relación a la generación privada y los más comunes son los esquemas B.O.O. y B.O.T. En el B.O.O. se construye la planta, se opera para el tiempo de vida del reservorio y después se decomisiona. En el esquema BOT —después de la construcción y la operación por un periodo limitado de tiempo por parte de un privado— se transfiere sin costo la planta y el campo a la autoridad eléctrica o a un operador del campo.

a) Licitaciones

La autoridad eléctrica nacional puede hacer alternatively: 1) una llamada formal para una licitación internacional o 2) el proyecto puede ser negociado directamente con un operador privado. El esquema a licitación competitiva tiene una

larga trayectoria en Estados Unidos y ha evolucionado a tal nivel que los operadores están actualmente viviendo un clima de extrema presión competitiva.

En Filipinas se han aplicados ambos esquemas, aunque existe una tendencia hacia las licitaciones por razones de transparencia, soportada por el Banco Mundial y la Banca Asiática de Desarrollo. Sin embargo, los procedimientos de licitación, evaluación, negociación de tarifas de conversión o términos de los contratos de ventas, están actualmente en modificación.

b) Modelos de desarrollo

Un factor de crucial importancia en los proyectos geotérmicos es si el proyecto incluye el desarrollo del campo y la planta o solamente la planta. En el primer enfoque el operador toma el riesgo de la exploración y desarrollo del campo y la tarifa está basada sobre el costo lleno (full-cost) de la energía. En el segundo caso, el operador es abastecido de vapor sin costo y la tarifa eléctrica está simplemente basada sobre la conversión del vapor a electricidad. Para los operadores, el riesgo es diferente en los dos casos, en particular porque los bancos prefieren generalmente no incurrir en la financiación de la exploración, dejando al operador cubrir los gastos de exploración con sus propios fondos (todos asuntos discutidos ampliamente en el Capítulo III del presente documento).

El crecimiento de la geotermia en las Filipinas es básicamente debido a la decidida iniciativa del Gobierno, particularmente a la disposición del Philippines National Oil Company (PNOC) en absorber los riesgos de exploración geotérmica. La filosofía es de asegurar el desarrollo a largo plazo y sostenible del recurso, optimizar la gestión del reservorio y mantener el control, contratando solamente el desarrollo de las plantas. Para las plantas se aprovecha de un proceso de licitación, cuya oferta está basada en un contrato de tipo BOT, a 10 años plazo.

En Indonesia, el operador privado toma todos los riesgos de exploración y desarrollo. El acuerdo con PERTAMINA (la autoridad petrolera nacional) es de tipo "Joint Operation Contract" (*JOC*) y requiere la exploración y el desarrollo, tanto del campo como de la planta; la electricidad generada se vende a PLN (la autoridad eléctrica nacional). Desde la perspectiva gubernamental, el enfoque JOC permite la exploración simultánea de numerosos campos geotérmicos de la nación, aprovechando la experiencia y financiación privada. En el caso de las Filipinas, todo esto está limitado por la capacidad organizativa de PNOC.

2. Recientes experiencias BOT y BOO en el Sur-Este Asiático

a) Desarrollo en las Filipinas

Las Filipinas tienen una considerable experiencia en el sector geotérmico. La capacidad instalada es cercana a los 1000 MW, ubicándose en el segundo lugar mundial después de los Estados Unidos. Los funcionarios nacionales están comprometidos al

desarrollo del potencial geotérmico, estructurando nuevas políticas y atrayendo compañías en condición de desarrollar los 4000 MW potenciales del país.

La actividad geotermoeléctrica en Filipinas ha sido llevada a cabo, hasta la fecha, básicamente por empresas estadounidenses. La empresa *Magma Power* está desarrollando el campo de Tongonan a través de un proyecto de 216 MW en base BOT a 10 años; se trata de 3 turbinas de 72 MW de capacidad, recientemente puestas en marcha en Malitbog. El PNOC financia y ejecuta la exploración, asume todos los riesgos asociados al desarrollo del recurso y pone el vapor a disposición de *Magma Power*, quien financia, construye y opera la planta. PNOC compra la electricidad convertida en base "*take-or-pay*" y la vende a su vez la NAPCOR (la empresa eléctrica nacional). Como forma de incentivo, el gobierno ha reducido los impuestos durante los primeros 5 años de operación de la planta por parte de *Magma Power*, la cual recibe un pago en función de su disponibilidad a generar ("*capacity payment*") y no de la energía efectivamente producida ("*energy payment*"). El pago —que se realiza en moneda extranjera (dólares estadounidenses) — se basa sobre un periodo de cooperación de 10 años y cubre los gastos de operación y mantenimiento, la deuda de servicio y el retorno sobre la inversión. Al final del periodo, la titularidad de la planta se transfiere, sin costo, al PNOC.

California Energy estuvo lanzando dos proyectos geotérmicos en el mismo campo de Tongonan. Para financiar las acciones de capital de este proyecto y para tener un capital de trabajo disponible, *California Energy* vendió 529 millones de dólares de sus bonos ("*senior discount notes*") a 10 años, a una tasa del 10.3 %. Los bonos ("*bonds*") fueron cotizados al 75% y, después de un descuento de suscripción del 2%, proporcionaron a la compañía 390 millones de dólares. De esta cantidad, 56 millones se utilizaron para financiar la participación en acciones de capital ("*equities*") de la compañía en el proyecto Mahiao; se trata de una iniciativa de 218 millones de US para la instalación de 120 MWatts geotérmicos, bajo un desarrollo BOT a 10 años. PNOC entregará el suelo para la planta y el vapor sin costo, mientras *California Energy* transformará el vapor en electricidad. En este proyecto resulta interesante la participación de OPIC (Overseas Private Investment Corporation) en la cobertura del seguro del riesgo político para las acciones de capital de *California Energy* durante la fase de construcción del proyecto, y el aporte de la Export Import Bank of USA (EXIM Bank), con la cobertura de 162 millones de dólares en relación a la deuda a 10 años del proyecto.

b) Desarrollo en Indonesia

La compañía petrolera nacional, PERTAMINA de Indonesia, ha entregado a California Energy el derecho a desarrollar dos áreas geotérmicas. En la primera área, California Energy y la compañía indonesia PT HEA firmaron un acuerdo conjunto para desarrollar el proyecto; la iniciativa ha sido bautizada "DIENG Joint Venture". El convenio construirá, poseerá y operará el proyecto, que consiste en 4 unidades de capacidad total 220 MW, por un total de presupuesto de 450 millones de dólares. Dieng JV y PERTAMINA han negociado con la autoridad eléctrica PLN un contrato de venta de energía de tipo "take or pay". Un consorcio similar se ha firmado entre California Energy y la empresa indonesia PT ESA para el proyecto Patuha, que tendrá la misma capacidad (220 MW) y un presupuesto similar (450 millones de US\$).

3. Perfil de riesgo de los proyectos geotérmicos privados

Las mayores garantías entregadas típicamente por un IPP en el momento de contratar a un comprador de energía son básicamente:

- Fecha de término de la obra;
- Costos de construcción;
- Costos de "Operation & Maintenance";
- Disponibilidad de financiamiento;
- Capacidad de la planta (firme y "peak");
- Disponibilidad de planta;
- Utilización del vapor.

Para proyectos financiados en forma convencional, estos riesgos son asumidos por el ente que desarrolla el proyecto. Los proyectos geotérmico que incluyen el desarrollo del campo, presentan mayores riesgos que los proyectos que involucran simplemente la transformación del vapor en electricidad. Aunque el riesgo es alto, el campo es —a todo efecto— el "área de negocio", en donde se pueden alcanzar los mayores ganancias si es que el campo demuestra su productividad. En particular estas ganancias pueden ser relevantes, en los casos en que las tarifas hayan sido negociadas antes de la perforación y "testing" de los pozos.

4. Financiamiento de proyectos

Los proyectos geotérmicos desarrollados en forma de IPP son generalmente financiados con poco o ningún recursos por parte del operador que pide los fondos; en efecto, los activos ("assets") del proyecto y su flujo de caja son utilizados para reponer la deuda financiera. Este tipo de financiamiento difiere del financiamiento corporativo utilizado por la empresas nacionales existentes, que esta basado sobre la solidez de sus "assets" y su credibilidad (es decir la solidez de sus balances financieros).

Para las empresas estadounidenses, el financiamiento a través de la "*Rule 144a*" (que se refiere a la regulación de los fondos de inversiones y deuda) ha ofrecido muchas garantías y beneficios, permitiendo el desarrollo de numerosos grandes proyecto en el sur-oeste asiático. A través de este mecanismo, el financiamiento puede ser llevado a cabo en pocos meses. El proyecto Subic Bay desarrollado por ENRON —por ejemplo— necesitó de sólo dos meses para definir el esquema de financiamiento y los fondos fueron levantados cuando la planta estaba todavía en construcción.

BIBLIOGRAFIA

- Battocletti E.C. - "Geothermal Financing Workbook" - Sandia National Laboratories Report, N. AS-0989 (1998).
- Bronicki L. - "Innovative Geothermal Plants: 15 years of experience"- Proceedings del Congreso Geotérmico Mundial, Vol. 3, Section 9. (1995).
- Coviello M., Cuellar, G, Ducci E., Correia H. -: "Desarrollo de los Recursos Geotérmicos En América Latina y el Caribe - Fase I". Informe Final del Proyecto CEPAL/Comisión Europea, Programa SYNERGY/DGXVII (1997).
- DGXVII/European Commission - "European insurance scheme to cover geological risks of geothermal exploration" - ALTENER Programme, Final Report,. (1996).
- Econenergy, Beta Corp., U.S./ECRE - "Source of Financing Renewable Energy: Latin América and Caribbean", US Export Council for Renewable Energy Report. (1997).
- FAST- OPET - "The Several Uses of Low Temperature Geothermal Energy for Heating"- a THERMIE Programme Action, DGXVII/European Commission, Final Report. (1995).
- Freeston D. - "Direct uses of geothermal energy 1995"- Proceedings del Congreso Geotérmico Mundial, Vol. 1, Section 1. (1995).
- Gazzetta Ufficiale Italiana # 298 - "Disciplina della ricerca e della coltivazione delle risorse geotérmiche" - Legge del 9 de Diciembre de 1986. (1986).
- Girelli M., Parini M., Pisani P. - "Economic evaluation of alternative strategies of geothermal development" - Proceedings del Congreso Geotérmico Mundial, Vol. 4, Section 14. (1995).
- Hiriart G., Del Rio L. - "Experiencia Mexicana en la generación geotermoeléctrica" - Proceedings del Congreso Geotérmico Mundial, Vol. 3, Section 9. (1995).
- McInnis S. Jones S. - "Credir Requirements for Commercial Bank Lending to Power Projects"- Proceedings del Congreso Geotérmico Mundial, Vol. 4, Section 14. (1995).
- OLADE - Sistema de Información de Estadística Energética, SIEE. (1997).
- Sanchez-Albavera F., Altomonte H. - "Las Reformas Energéticas en América Latina" - Cuaderno de la Serie Medio Ambiente y Desarrollo - N. 1 (1997).
- Sanchez-Albavera F., Coviello M. - "Bases para el desarrollo de la geotérmia en los países de América Latina"- Documento de Trabajo del Seminario Regional: "El Papel de las Fuentes Renovables en el Desarrollo Sustentable de América Latina", CEPAL. (1995).
- Wheble J., Islam N. - "Recent experience with BOT and BOO geothermal developments"- Proceedings del Congreso Geotérmico Mundial, Vol. 4, Section 14. (1995).

Serie Medio Ambiente y Desarrollo*

- | No. | Título |
|-----|--|
| 1 | <i>Las reformas energéticas en América Latina y el Caribe</i> (LC/L.1020), abril de 1997. |
| 2 | <i>Participación privada en la prestación de los servicios de agua: modalidades para la participación privada en la prestación de los servicios de agua</i> (LC/L.1024), mayo de 1997. |
| 3 | <i>Procedimientos de gestión para un desarrollo sustentable (aplicables a municipios, microrregiones y cuencas)</i> (LC/L.1053), agosto de 1997. |
| 4 | <i>El Acuerdo de las Naciones Unidas sobre Pesca en Alta Mar: una perspectiva regional a dos años de su firma</i> (LC/L.1069), septiembre de 1997. |
| 5 | <i>Litigios pesqueros en América Latina</i> (LC/L.1094), febrero de 1998. |
| 6 | <i>Los precios, la propiedad y los mercados en la asignación del agua</i> (LC/L.1097), octubre de 1998. |
| 7 | <i>Desarrollo sustentable de los asentamientos humanos: logros y desafíos de las políticas habitacionales y urbanas de América Latina y el Caribe</i> (LC/L.1106), en edición. |
| 8 | <i>Hacia un cambio de los patrones de producción: Segunda Reunión Regional para la Aplicación del Convenio de Basilea en América Latina y el Caribe</i> (LC/L.1116 y LC/L.1116/Add.1), vols. I y II, septiembre de 1998. |
| 9 | <i>La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina</i> (LC/L.1121), abril de 1998. |
| 10 | <i>Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina". Guía para la formulación de los marcos regulatorios</i> (LC/L.1142), agosto de 1998. |
| 11 | <i>Panorama minero de América Latina: la inversión en la década de los noventa</i> (LC/L.1148), octubre de 1998. |
| 12 | <i>Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina". Las reformas energéticas y el uso eficiente de la energía en el Perú</i> (LC/L.1159), noviembre de 1998. |
| 13 | <i>Financiamiento y regulación de las fuentes de energía nuevas y renovables: el caso de la geotermia</i> (LC/L.1162) diciembre de 1998. |

*El lector interesado en números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la División de Medio Ambiente y Desarrollo, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago de Chile o solicitarlos por correo electrónico a rsalgado@eclac.cl o ajouravlev@eclac.cl.